



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

“Optimización del gasto asociado al consumo energético de un centro de educación secundaria”

Titulación: I.O.I

Alumno/a: Miriam Martínez Tornell

Director/a/s: Francisco Javier Cánovas
Rodríguez

Cartagena, 19 de Julio de 2014



ÍNDICE

1	Objeto del Proyecto	¡Error! Marcador no definido.
2	Introducción.....	¡Error! Marcador no definido.
2.1	Sector eléctrico.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2	Medio ambiente	¡Error! Marcador no definido.
3	Edificación Estudiada.....	¡Error! Marcador no definido.
3.1	Situación geográfica.....	¡Error! Marcador no definido.
3.2	Climatología	¡Error! Marcador no definido.
3.3	Descripción de la instalación.....	¡Error! Marcador no definido.
3.4	Calendario y horario.	¡Error! Marcador no definido.
4	Análisis del Consumo.....	¡Error! Marcador no definido.
4.1	Consumo para generación de calor	¡Error! Marcador no definido.
4.2	Consumo eléctrico	¡Error! Marcador no definido.
4.2.1	Energía consumida.....	¡Error! Marcador no definido.
4.2.2	Potencia eléctrica contratada.....	¡Error! Marcador no definido.
4.2.3	Valor monetario.....	¡Error! Marcador no definido.
5	Comparativa Tarifas Eléctricas.....	¡Error! Marcador no definido.
6	Instalación solar fotovoltaica.....	¡Error! Marcador no definido.
6.1	Introducción	¡Error! Marcador no definido.
6.1.1	El efecto fotoeléctrico	¡Error! Marcador no definido.
6.1.2	Sistema fotovoltaica.....	¡Error! Marcador no definido.
6.1.3	Sistemas conectados a red	¡Error! Marcador no definido.
6.2	Diseño Instalación fotovoltaica	¡Error! Marcador no definido.
6.2.1	Esquema básico de la instalación fotovoltaica	¡Error! Marcador no definido.
6.2.2	Selección de placa.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.3	Elección de la ubicación e inclinación de las placas.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.4	Separación entre filas.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.5	Dimensionamiento de cada zona.	¡Error! Marcador no definido.
6.2.6	Selección del Inversor.	¡Error! Marcador no definido.
6.2.7	Distribución eléctrica de las placas.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.8	Distribución Z3.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.9	Disposición de los inversores.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.10	Cableado.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.11	Conexiones	¡Error! Marcador no definido.
6.2.12	Canalización.....	¡Error! Marcador no definido.



6.2.13	Protecciones	¡Error! Marcador no definido.
6.2.14	Protecciones internas al inversor.	¡Error! Marcador no definido.
6.2.15	Puesta a tierra.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.16	Estructura soporte	¡Error! Marcador no definido.
6.2.17	Medición.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.18	Monitorización.....	¡Error! Marcador no definido.
6.2.19	Producción.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3	Cálculos justificativos.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3.1	Potencia Total instalada	¡Error! Marcador no definido.
6.3.2	Configuración eléctrica de los módulos	¡Error! Marcador no definido.
6.3.3	Comprobación en condiciones desfavorables.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3.4	Cálculo de la sección de los cables y la caída de tensión.¡Error!	Marcador no definido.
6.3.5	Situación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta. .	¡Error! Marcador no definido.
1.1.1	Zona 2.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3.6	Balance energético.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3.7	Cálculo de las protecciones para las líneas.	¡Error! Marcador no definido.
6.3.8	Programa PVsyst.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3.9	Tablas	¡Error! Marcador no definido.
6.4	Presupuesto	¡Error! Marcador no definido.
6.5	Estudio de viabilidad.....	¡Error! Marcador no definido.
6.5.1	Justificación del autoconsumo	¡Error! Marcador no definido.
6.5.2	Ingresos/ ahorro esperado.....	¡Error! Marcador no definido.
6.5.3	Inversión.....	¡Error! Marcador no definido.
6.5.4	Subvenciones o ayudas	¡Error! Marcador no definido.
6.5.5	Financiación.....	¡Error! Marcador no definido.
6.5.6	Cálculo de flujos de caja.	¡Error! Marcador no definido.
6.5.7	VAN y TIR.....	¡Error! Marcador no definido.
6.5.8	Estudio Sensibilidad	¡Error! Marcador no definido.
6.6	Pliego de condiciones técnicas.....	¡Error! Marcador no definido.
6.6.1	Objeto	¡Error! Marcador no definido.
6.6.2	Documentos que definen las obras	¡Error! Marcador no definido.
6.6.3	Componentes y materiales.....	¡Error! Marcador no definido.
6.6.4	Condiciones de ejecución de las obras	¡Error! Marcador no definido.
6.6.5	Recepción y pruebas	¡Error! Marcador no definido.



6.6.6	Mantenimiento.....	¡Error! Marcador no definido.
6.6.7	Garantías	¡Error! Marcador no definido.
7	Instalación solar térmica	¡Error! Marcador no definido.
7.1	Introducción	¡Error! Marcador no definido.
7.1.1	Breve historia.....	¡Error! Marcador no definido.
7.1.2	Principales elementos de la instalación	¡Error! Marcador no definido.
7.2	Diseño	¡Error! Marcador no definido.
7.2.1	Esquema básico de una instalación solar térmica	¡Error! Marcador no definido.
7.2.2	Demanda energética prevista.....	¡Error! Marcador no definido.
7.2.3	Superficie de captadores solares	¡Error! Marcador no definido.
7.2.4	Estructura soporte	¡Error! Marcador no definido.
7.2.5	Distribución de los captadores	¡Error! Marcador no definido.
7.2.6	Sistema de acumulación.....	¡Error! Marcador no definido.
7.2.7	Sistema de intercambio.....	¡Error! Marcador no definido.
7.2.8	Circuito hidráulico.....	¡Error! Marcador no definido.
7.2.9	Bombas.....	¡Error! Marcador no definido.
7.2.10	Vaso de expansión	¡Error! Marcador no definido.
7.2.11	Purgadores y Drenaje.....	¡Error! Marcador no definido.
7.2.12	Sistema de energía convencional auxiliar	¡Error! Marcador no definido.
7.2.13	Sistema de control y regulación	¡Error! Marcador no definido.
7.2.14	Sistemas de medida	¡Error! Marcador no definido.
7.2.15	Sistema de monitorización	¡Error! Marcador no definido.
7.2.16	Seguridad e higiene.....	¡Error! Marcador no definido.
7.3	Cálculos Justificativos	¡Error! Marcador no definido.
7.3.1	Demanda energética prevista.....	¡Error! Marcador no definido.
7.3.2	Necesidades energéticas anuales. Hoja de Carga.....	¡Error! Marcador no definido.
7.3.3	Producción energética anual. Método f-chart.	¡Error! Marcador no definido.
7.3.4	Situación captadores solares en la cubierta.....	¡Error! Marcador no definido.
7.3.5	Cálculo del sistema de intercambio	¡Error! Marcador no definido.
7.3.6	Cálculo del volumen de acumulación	¡Error! Marcador no definido.
7.3.7	Cálculo del circuito primario solar	¡Error! Marcador no definido.
7.3.8	Cálculo del circuito secundario.....	¡Error! Marcador no definido.
7.3.9	Cálculo subsistema de apoyo	¡Error! Marcador no definido.
7.3.10	Tablas	¡Error! Marcador no definido.
7.4	Presupuesto	¡Error! Marcador no definido.



7.4.1	ACS.....	¡Error! Marcador no definido.
7.4.2	Calefacción	¡Error! Marcador no definido.
7.5	Estudio de viabilidad.....	¡Error! Marcador no definido.
7.5.1	Ahorro generado.....	¡Error! Marcador no definido.
7.5.2	Inversión.....	¡Error! Marcador no definido.
7.5.3	Subvenciones o ayudas	¡Error! Marcador no definido.
7.5.4	Financiación.....	¡Error! Marcador no definido.
7.5.5	Cálculo de flujos de caja.	¡Error! Marcador no definido.
7.5.6	VAN y TIR.....	¡Error! Marcador no definido.
7.5.7	Estudio Sensibilidad	¡Error! Marcador no definido.
7.6	Pliego de condiciones	¡Error! Marcador no definido.
7.6.1	Objeto	¡Error! Marcador no definido.
7.6.2	Documentos que definen las obras	¡Error! Marcador no definido.
7.6.3	Componentes y materiales.....	¡Error! Marcador no definido.
7.6.4	<i>Condiciones de ejecución de las obras</i>	¡Error! Marcador no definido.
7.6.5	Recepción y pruebas	¡Error! Marcador no definido.
7.6.6	Mantenimiento.....	¡Error! Marcador no definido.
7.6.7	Garantías	¡Error! Marcador no definido.
8	Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.....	¡Error! Marcador no definido.
9	Conclusiones	¡Error! Marcador no definido.
9.1	Conclusiones sobre la instalación fotovoltaica.	¡Error! Marcador no definido.
9.2	Conclusiones Instalación ACS.....	¡Error! Marcador no definido.
9.3	Conclusiones Instalación Calefacción	¡Error! Marcador no definido.
9.4	Conclusiones generales.....	¡Error! Marcador no definido.

1 Objeto del Proyecto

El presente Proyecto tiene por objeto reducir el gasto por conceptos energéticos que soporta un centro público de enseñanza, respetando el cumplimiento del Código Técnico de la Edificación concretamente referido a su apartado HE-4 donde se recogen criterios de eficiencia energética. Para ello se estudiarán las distintas tarifas del mercado y la viabilidad de realizar una instalación de producción energética mediante energías renovables como la energía solar.

Con la instalación se pretende dotar al centro de una mayor liquidez económica, mediante la producción propia de parte de la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades.

2 Introducción

España carece, al igual que la mayoría de los países de Europa, de yacimientos importantes de combustibles fósiles, los cuales suponen la materia prima para la producción tradicional de energía, convirtiendo el sector energético en un sector estratégico y de vital importancia que cobra especial transcendencia sobre el total de las importaciones realizadas por nuestro país, y aún mayor entidad al ser un elemento clave del resto de sectores económicos.

Orden	Sector	Importe	Orden	Sector	Importe
1	TECNOLOGÍA INDUSTRIAL	14.800.921	12	PESCADOS Y MARISCO	1.085.987
2	MEDIO AMBIENTE Y PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	14.416.128	13	LÁCTEOS	442.189
3	INDUSTRIA QUÍMICA (PRODUCTOS QUÍMICOS)	8.961.173	14	GRASAS Y ACEITES	326.644
4	MODA	5.537.940	15	PRODUCTOS CÁRNICOS	323.121
5	INDUSTRIA AUXILIAR MECÁNICA Y DE LA CONSTRUCCIÓN	3.778.905	16	TABACO	308.825
6	MATERIAS PRIMAS, SEMIMANUFACTURAS Y PRODUCTOS INTERMEDIOS	3.298.427	17	INDUSTRIAS CULTURALES	291.224
7	TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y DE LAS TELECOMUNICACIONES	3.120.126	18	OTRAS BEBIDAS ALCOHÓLICAS	237.068
8	HÁBITAT	2.757.886	19	ANIMALES VIVOS Y SUS PRODUCTOS	187.782
9	PRODUCTOS HORTOFRUTÍCOLAS	1.886.073	20	BEBIDAS SIN ALCOHOL	124.617
10	PANADERÍA Y OTROS	1.764.602	21	PLANTAS VIVAS Y PRODUCTOS DE FLORICULTURA	45.312
11	OCIO	1.166.957	22	VINOS	24.845

Tabla 1. Principales sectores importados por España, actualizado 3/2014. Fuente: ICEX.

2.1 Sector eléctrico

El estilo de vida actual se hace inconcebible sin la producción de energía eléctrica, siendo el uso de combustibles fósiles el método más utilizado durante muchos años. La disponibilidad de estas materias es limitada, su agotamiento predecible y su coste de extracción cada vez es más alto, creando la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía y formas de diversificar la producción.

	Total		Térmica		Nuclear		Hidráulica		Otra	
Año	2001	2011	2001	2011	2001	2011	2001	2011	2001	2011
EU-28	707432	923453	412008	489574	137395	132071	139457	148909	18572	152899
ESP	55879	102804	26915	49786	7519	7450	18032	18540	3413	27028

Tabla 2. Capacidad de generación eléctrica por tipo de central (MW). Fuente: Eurostat.

La infraestructura para la producción de energía eléctrica queda recogida en la Tabla 2. Se puede comprobar que las instalaciones de tipo nuclear e hidráulica permanecen prácticamente constantes

del año 2001 al 2011. El mayor crecimiento se ha recogido en otros tipos de centrales donde se engloban la mayoría de las renovables.

La capacidad de producción que aportan las energías renovables se recogen en la Tabla 3 organizada por tipo. En diez años se ha pasado de tener un 38% de la capacidad total en renovables a un 45%. En 2001 la mayor parte de la capacidad renovable tanto en Europa como España provenía de la energía hidráulica, instalaciones que han mantenido su capacidad constante. Por otra parte la energía eólica y la fotovoltaica han incrementado exponencialmente sus capacidades. Éste crecimiento se debe a la evolución que ambas tecnologías han vivido en los últimos años, la cual ha mejorado su producción y ha conseguido viabilizarlas económicamente.

	Total		Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		Otra	
Año	2001	2011	2001	2011	2001	2011	2001	2011	2001	2011
EU-28	167151	327574	139457	148909	17290	94229	278	51316	10126	33120
ESP	21757	46564	18032	18540	3397	21547	16	4352	312	2125

Tabla 3. Capacidad de producción de energías renovables organizada por tipo (MW). Fuente: Eurostat.

Algunas de las energías renovables no producen energía de manera constante y no son fácilmente controlables. Teniendo en cuenta que, la energía producida debe corresponder en todo momento con la energía demandada, la distribución de la capacidad instalada no se corresponde con la distribución de la energía producida. La distribución de la producción queda recogida en la Tabla 4. La Tabla 5 recoge la producción en energía renovables y su porcentaje del total.

	Total		Térmica		Nuclear		Hidráulica		Otras	
Año	2001	2011	2001	2011	2001	2011	2001	2011	2001	2011
EU-28	3093714	3268376	1667907	1690726	978986	906757	378934	311222	67887	359672
ESP	233067	290737	120057	146783	63708	57731	40888	30596	8414	55627

Tabla 4. Producción energía eléctrica por tipo de planta (GWh). Fuente: Eurostat

	Electricidad (GWh)		% del total	
Año	2001	2011	2001	2011
EU-28	447394	675804	14	21
ESP	49302	86223	21	30

Tabla 5. Producción mediante energías renovables. Fuente: Eurostat

El 30% de la energía consumida en España, en 2011, procede de energías renovables. A fecha del 30 de Abril del año 2014, en los últimos 365 días, y según Red Eléctrica de España, el porcentaje ha aumentado a un 44,2% de la producción.

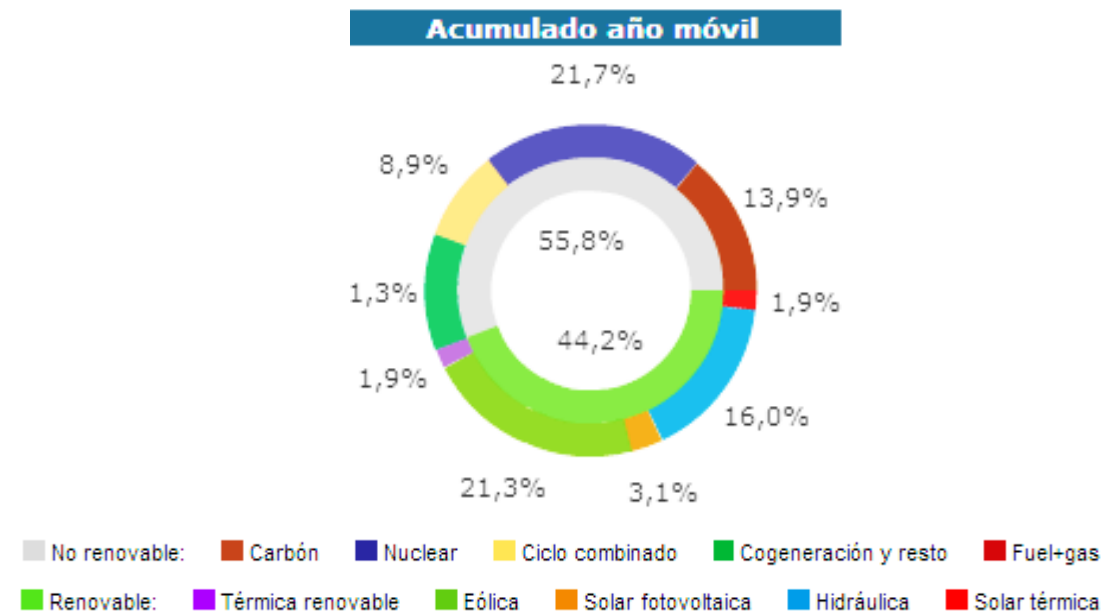


Gráfico 1. Distribución de la producción eléctrica en los últimos 365 días a fecha del 30/04/2013.
Fuente: Red Eléctrica de España.

2.2 Medio ambiente

La producción de energía conlleva efectos nocivos para el medio ambiente, como la emisión de gases de efecto invernadero. Con el fin de asegurar el desarrollo sostenible, los distintos países han articulado normativas al respecto e incluso acuerdos internacionales. El más conocido es el Protocolo de Kioto.

El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un protocolo de la (CMNUCC) Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5 %, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012 en comparación con las emisiones del año 1990. Por ejemplo, si las emisiones de estos gases en el año 1990 alcanzaban el 100 %, para el año 2012 deberán de haberse reducido como mínimo al 95 %

Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir la contaminación global.

España, como miembro de la Unión Europea, se comprometió durante el periodo 2008-2012 a no aumentar sus emisiones más de un 15% con respecto al año base. Según el Inventario de Gases de Efecto Invernadero de España, Edición 2013, las emisiones estimadas para el año 2011 del total del inventario se sitúan en 350.484 kilotoneladas de CO₂-eq, cifrándose las correspondientes a las verificadas en el año base para la determinación de la cantidad asignada en 289.773 kilotoneladas de CO₂-eq, y las correspondientes al año 2010 en 348.641 kilotoneladas, también de CO₂-eq. La variación relativa 2011 con relación al año base es del 21,0%, y con relación al año 2010 del 0,5%,

variación esta última que en términos del índice representa un cambio del 0,6% (= 121,0% – 120,3%).

Con el fin de cumplir con el objetivo, España se ha visto obligada a la compra de derechos de emisión de CO₂ por 40 millones de euros. Actualmente se prepara el nuevo acuerdo que será vigente en 2015.

3 Edificación Estudiada

3.1 Situación geográfica

El Instituto de Educación Secundaria está situado en la dirección postal C/Paz de Aquisgrán S/N de Cartagena, con unas coordenadas geográficas aproximadas:

- Latitud: 37.6295344 Longitud: -0.9834743000000117

Altitud de la ciudad de Cartagena: 10 metros



Ilustración 1. Localización del centro

3.2 Climatología

El clima en la zona es el típico de la vertiente mediterránea de veranos calurosos e inviernos suaves.

Mes	Temperatura	Temp. sol
Enero	12,9	14,5
Febrero	13,6	15,1
Marzo	15,7	16,8
Abril	17,5	18,6
Mayo	20,5	21,5
Junio	24,3	25,6
Julio	26,6	27,8
Agosto	27,1	28,2
Septiembre	24,7	26,0
Octubre	21,3	22,7
Noviembre	16,4	18,0
Diciembre	13,7	15,2

Tabla 6. Temperatura media mensual y temperatura media en horas de sol. Fuente: Guía técnica 12: Condiciones climáticas exteriores de proyecto

La velocidad media del viento, según la estación, en la zona recogida en el Atlas Eólico realizado por la IDAE.

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Velocidad (m/s)	5.99	5.18	6.2	6.24
Weibull C (m/s)	6.99	5.82	6.92	6.95
Weibull K	2.12	2.468	2.336	2.163

Tabla 7. Velocidad media del viento según la estación en la zona.

3.3 Descripción de la instalación

La edificación estudiada se trata de un centro de educación secundaria con una superficie aproximada de 3400 m² distribuidos en dos plantas, más un pabellón deportivo de unos 500 m². Con cubierta metálica, inclinada a dos aguas, hacia el interior.

El centro consta con calefacción por radiadores y generación de calor en caldera de gasóleo para calefacción. Para la producción de ACS actualmente se utiliza un calentador eléctrico.

3.4 Calendario y horario.

Al tratarse de un centro de enseñanza el calendario de apertura varía un poco de un año al otro pero existen periodos fijos de vacaciones:

- Vacaciones de Navidad: finales de diciembre y primera semana de enero
- Vacaciones de Semana Santa: once días en marzo o abril
- Vacaciones de Verano: meses de julio y agosto, durante parte del mes de julio se realizan reuniones del profesorado y la dirección.

Horario: El centro permanece abierto desde las 7:30 a las 20:30, durante la mañana se imparten la mayoría de las clases, mientras que por la tarde se realizan algunas actividades extraescolares y la limpieza del centro.

4 Análisis del Consumo

4.1 Consumo para generación de calor

Se desconoce el consumo exacto de combustible para calefacción y agua caliente, se realiza una compra de combustible para el curso entrante, que no depende de las necesidades del centro sino de la liquidez del momento, se racionaliza por criterios subjetivos de la dirección del centro.

Sabiendo que el desembolso en combustible se encuentra entre 1500 y 2000 € y se trata de gasóleo C. Podemos estimar el consumo energético.

Con impuestos (*)		
Tipo	€/l	c€/kWh
Gasolina 95	1,415	15,86
Gasóleo A	1,322	13,30
Gasóleo C	0,875	8,14
Gas Licuado Petróleo (motor)	0,740	11,23
	€/t	c€/kWh
Fuelóleo	669,37	6,27

Tabla 8. Precios de los combustibles y carburantes. Fuente: Informe de precios energéticos: Combustibles y Carburantes. IDAE 20 mayo del 2014

De acuerdo a la Tabla 8 los kWh suministrados son: 24570,02 kWh, que son 88452072 kJ.

4.2 Consumo eléctrico

El consumo eléctrico es más fácil de conocer debido a que la compañía factura mes a mes. Se dispone de las facturas eléctricas del centro desde la fecha 30/11/2010 hasta 26/09/2013. Durante el periodo de tiempo estudiado la tarifa ha sufrido variaciones por lo que en principio nos centraremos en el consumo y dejaremos para más adelante el valor monetario de la factura.

La tarifa contratada, posee discriminación horaria, existiendo así tres periodos de facturación:

Días laborales:

- Punta: de 17 a 23 (Invierno) y de 10 a 16 (Verano)
- Llano: de 8 a 17 y de 23 a 0 (Invierno); de 8 a 10 y de 16 a 0 (Verano)
- Valle: de 0 a 8

Sábados, domingos y festivos

- Llano: de 18 a 0
- Valle: de 0 a 18

4.2.1 Energía consumida

En este periodo el centro ha consumido un total 218.008,01 Kwh, repartidos de la siguiente manera: 45.241 Kwh periodo valle, 114.796,01 KWh Llano y 57.971 Kwh punta. En la siguiente tabla se recogen los valores medios anuales y diarios.

Consumo	Total	Valle	Llano	Punta
Total	218008,01	45241	114796,01	57971
Media anual	77180,33	16016,45	40640,68	20523,20
Media diaria	211,45	43,88	111,34	56,23
Total %	100	20,75	52,66	26,59

Tabla 9. Consumo eléctrico y su distribución por periodo tarifario (Kwh)

Realizándose un análisis más detallado de las facturas separándolas entre invierno y verano.

	Total	Días	Días lab	Media anual	Media diaria	Media d.l.
Invierno	141111,01	543	334	49956,86	259,87	422,49
Verano	76897	443	245	27223,48	173,58	313,87

Tabla 10. Consumo eléctrico distribuido según periodo del año (Kwh).

Se observa que el consumo medio por día laborable es mayor en invierno que en verano, teniendo en cuenta el uso de la edificación y que el centro carece de aire acondicionado era un valor esperable. Si bien se ha considerado un único mes de vacaciones, agosto, sin tener en cuenta que durante el mes de julio la ocupación del centro disminuye al no impartirse docencia y quedar abierto sólo para labores administrativas y de mantenimiento, pudiéndose considerar que no hay diferencia en el consumo diario entre verano e invierno.

4.2.2 Potencia eléctrica contratada

La potencia contratada nos determina la parte “fija” de la factura. Durante el periodo estudiado se ha modificado la potencia contratada, en la última factura disponible la potencia contratada es:

- Valle: 80 kW
- Llano: 54 kW
- Punta: 54 kW

De los cuales se facturaron:

- Valle: 68 kW
- Llano: 45,9 kW
- Punta: 45,9 kW

Esto se debe a que la potencia máxima utilizada no ha alcanzado el 85% de la potencia máxima contratada en esta factura.

4.2.3 Valor monetario

El resumen monetario de todo el periodo estudiado queda recogido en la siguiente tabla:

	Total	Anual
Energía total consumida (Kwh)	218008,01	77180,33
Coste total energía consumida (€)	25724,56	9107,14
Coste total potencia (€)	7429,03	2630,06
Coste total energía (€)	31756,85	11242,73
Coste total (€)	41189,79	14582,22

Tabla 11. Resumen del valor monetario de las facturas estudiadas

Como se puede ver el coste de la potencia contratada en todo el periodo estudiado, es sólo de un 18,04 % y la energía consumida 62,45 %, el resto son impuestos y alquiler de equipos.

5 Comparativa Tarifas Eléctricas

Con el resumen del consumo eléctrico realizado en el apartado anterior, “Análisis del Consumo”, se ha solicitado información a distintas compañías, obteniendo las siguientes ofertas:

Tarifa fija	Término Energía			Término Potencia			Gasto Anual
Compañía	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle	
Iberdrola	0,123048	0,107731	0,067776	59,173468	36,490689	8,367731	14116,33318
Endesa	0,1244	0,106986	0,078161	59,475288	36,676813	8,410411	14315,86194
Unión Fenosa	0,135424	0,122534	0,096251	59,1735	36,4907	8,3677	15475,90108
Audax	0,103727	0,096176	0,07116	60,197038	37,121837	8,512468	13375,65596

Tabla 12. Resumen de las tarifas fijas ofertadas

Donde:

- El término de energía viene en €/kWh
- El término de potencia en €/kW año
- El gasto anual se ha calculado considerando un consumo anual de 80000 kWh repartido entre valle 20,75%, Llano 52,66% y punta 26,59%. Con 80 kW valle, 54 kW Llano y 54 kW punta de potencia contratada. Recogido en €. Sin incluir impuesto de energía ni IVA.

Según esta estimación, con un simple cambio de compañía estaríamos ahorrando 740,67 € anuales, 987,85 € anuales si incluimos los impuestos.

6 Instalación solar fotovoltaica

6.1 Introducción

6.1.1 El efecto fotoeléctrico

Se define como efecto fotoeléctrico a la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos se ven iluminados por radiación electromagnética, sin que sea necesario que aparezca o intervenga ningún efecto mecánico o físico.

La luz solar está compuesta por fotones o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando estos fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser absorbidos, reflejados o pueden pasar a su través. Aquellos fotones que son absorbidos transfieren su energía a un electrón de un átomo. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada a un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las células fotovoltaicas están formadas por una capa de un semiconductor (como el silicio), una malla metálica superior u otro tipo de estructura que sirva para recoger los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga y un contacto posterior que cierre el circuito eléctrico.



6.1.2 Sistema fotovoltaica

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas se dividen principalmente en dos categorías:

- Instalaciones aisladas: los sistemas aislados no se encuentran conectados a la red eléctrica y por tanto se utilizan sistemas de acumulación para almacenar la energía sobrante durante las horas de sol para su posterior utilización.
- Instalaciones conectadas a red: estos sistemas no tienen sistemas de acumulación, vierten el excedente a la red (pudiendo o no, recibir retribución por ello) y absorben energía de ésta en caso de insolación escasa o nula.

6.1.3 Sistemas conectados a red

Los dos elementos principales de los sistemas conectados a red son:

- El módulo fotovoltaico
- El inversor

6.1.3.1 El módulo fotovoltaico

Los módulos o paneles fotovoltaicos están compuestos por células fotovoltaicas de silicio. Las células fotovoltaicas, por sí solas, proporcionan valores de tensión y corriente limitados en comparación a los requeridos para el funcionamiento de cualquier aparato. Además son extremadamente frágiles, eléctricamente no aisladas y carecen de soporte mecánico. Por ello se ensamblan de manera adecuada para obtener el panel fotovoltaico.

Un panel fotovoltaico, normalmente consta con entre 40 y 80 células conectadas en serie. Para evitar quebrar las células fotovoltaicas, estas son protegidas adhiriéndoles dos capas de sostén. El montaje deja a las células en el medio de una estructura “sándwich”, con dos capas plásticas de protección, la superior translúcida y con protección ultravioleta; la inferior contribuye a incrementar la rigidez del conjunto y proporciona una capa dieléctrica aisladora. Como protección contra las inclemencias meteorológicas se incorpora un vidrio templado al conjunto. El perímetro del panel tiene un marco metálico de aluminio para mejorar su rigidez. Por último en la parte trasera del panel se incorpora una caja de unión en la que se ponen los diodos de by-pass y los contactos eléctricos.

6.1.3.2 El inversor

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua que producen los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, dependiendo de la potencia pueden ser monofásicos o trifásicos.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Su principio de funcionamiento será auto conmutado con fuente de corriente (tipo VSI).
- Dispondrá de sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla.

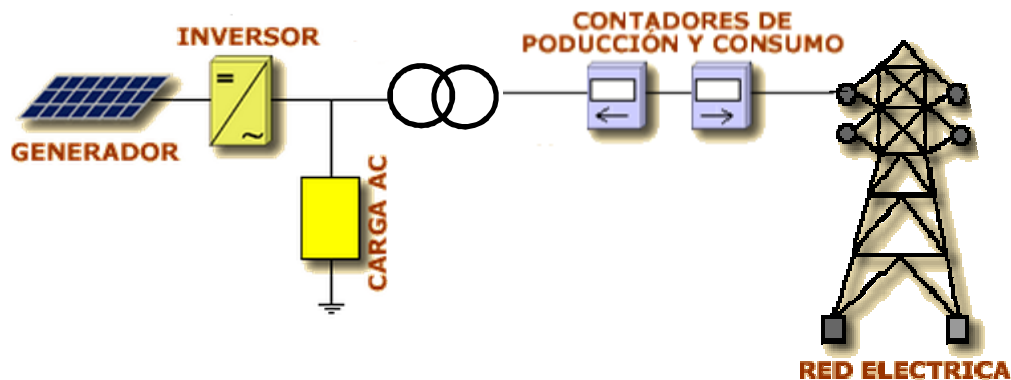
Además deberán cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (certificación del fabricante) incorporando protecciones frente:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia fuera de rango
- Sobretensiones mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

6.2 Diseño Instalación fotovoltaica

A la hora de realizar los cálculos de producción fotovoltaica se ha utilizado el programa PVsyst, en el apartado “Cálculos Justificativos”, se mostrará la configuración utilizada para el cálculo.

6.2.1 Esquema básico de la instalación fotovoltaica



6.2.2 Selección de placa

El elemento más importante de la instalación fotovoltaica es la placa. Ésta es la encargada de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica. Su rendimiento, eficiencia y coste determinarán la viabilidad de la instalación.

Con el mercado actual, tan liberalizado, existen multitud de marcas y modelos. Siendo imposible un análisis detallado en este proyecto.

Se ha reducido el campo de búsqueda a tres suministradores, en la siguiente tabla (Tabla 13) se recogen una selección de sus modelos.

Marca	Modelo	Dim (mmxmm)	Pnom PMPP(W)	Pot/S (W/m ²)	Precio	Pot/Precio (W/€)	Pot/S Precio (W/m ² €)
Atersa	A-290P	1965x990	290	149,07	359,6	0,81	0,4145
Atersa	A-300P	1965x990	300	154,21	390	0,77	0,3954
Lidersolar	LI-280-P	1956x992	280	144,30	274,40	1,02	0,5258
Panasonic	N240	1580x798	240	190,35	373,26	0,64	0,5099
Suntech	STP250S-20Wd	1640x992	250	153,67	295,4	0,85	0,5202
LDK	260D-20	1642x994	260	159,30	272,58	0,95	0,5844
Kiocera	KD320GH-4YB	1662x1320	320	145,86	508,2	0,63	0,2870
Kiocera	KD245GH-4YB2	1662x990	245	148,90	302,63	0,81	0,4920
Rec	REC250PE	1665x991	250	151,51	258,2	0,97	0,5868
Bosch	260W - c-Si M60 EU441	1660x990	260	158,21	262,41	0,99	0,602

Tabla 13. Características de las placas clasificadas por su suministrador, color blanco Atersa, gris claro Lidersolar, gris oscuro Technosun.

El criterio de selección utilizado ha sido la potencia en función de la superficie y el precio, la última columna. Ya que tenemos el espacio limitado y no podemos olvidar el aspecto económico.

Según este criterio la placa seleccionada es: modelo 260W - c-Si M60 EU441 de Bosch.

Sus características quedan recogidas en la ficha técnica, adjunta en el Anexo 1 de este documento.



6.2.3 Elección de la ubicación e inclinación de las placas.

Debido a que la cubierta no es plana es importante la disposición de éstas en la cubierta para evitar sombras. Teniendo en cuenta el uso de la edificación (centro docente, con horario de mañana) deberemos situar las placas generadoras en aquellos aleros con vertiente hacia el sur o hacia el este. En la Ilustración 2. se muestran las zonas seleccionadas.

Se han distribuido tres zonas marcadas en rojo, verde y azul. De aquí en adelante se denominara Z1 a la zona roja, Z2 a la zona verde y Z3 a la zona azul. La zona rayada queda reservada para la instalación solar térmica por su cercanía a la caldera.

Con respecto a la inclinación se ha decidido una inclinación de 45°. Si bien, el programa propone 50° como la inclinación óptima para la producción en invierno dicha inclinación se traduce en una mayor separación entre filas y por tanto una pérdida de espacio.

Ilustración 2. Distribución de las placas fotovoltaicas.



6.2.4 Separación entre filas

Para evitar las pérdidas por sombras las placas se deben disponer de tal forma que no se creen sombras las unas a las otras. Aplicando las formulas recogidas en el apartado “Cálculos Justificativos”, y teniendo en cuenta la pendiente de la cubierta y la inclinación, las distancias mínimas utilizadas para cada zona se recogen en la siguiente tabla.

	Posición de la placa	Separación entre filas*(m)
Z1 y Z3	Vertical	3,16
	Horizontal	1,88
Z2	Vertical	3,81
	Horizontal	2.27

Tabla 14. Distancia mínima entre filas. *Medido en sobre la horizontal

6.2.5 Dimensionamiento de cada zona.

Partiendo de la superficie disponible, las dimensiones de las placas y la separación calculada, podemos determinar el número de placas a instalar. Se ha tenido en cuenta los posibles errores de medición así como las necesidades del inversor, pudiéndose utilizar superficie de cubierta adyacente no tenida en cuenta en los cálculos para la instalación de placas.

Teniendo en cuenta que en cada zona existen dos posibles posiciones se ha elegido aquella que permite un mayor número de placas.

	Medida X	Medida Y	Pos. de la placa*	Placas hor	Sep. Ent. pla	Placas ver	Nº Placas	Placas en esquina	Placas totales
Z1	26,88	7	V	27	3,16	2	54	6	60
Z2	8,5	23	H	5	2,32	10	50	0	50
Z3	17	7	V	17	3,16	2	34	4	38

Tabla 15. Resumen de la distribución de las placas por zonas. * V, vertical, H horizontal

6.2.6 Selección del Inversor.

Conociendo el número de placas por zona, podemos ya conocer la potencia instalada en cada zona y por tanto elegir un inversor. Para dotar de mayor estabilidad al sistema y reducir las pérdidas por diferencia de intensidades o tensiones, se ha decidido poner un inversor para cada zona.

6.2.6.1 Potencia de cada zona.

Para el cálculo de la potencia pico basta con multiplicar la potencia individual de cada placa por el número de placas.

Zona 1: 60 placas x 260 w/placa = 15600 w = 15,6 kW

Zona 2: 50 placas x 260 w/placa = 13000 w = 13 kW

Zona 3: 38 placas x 260 w/placa = 9880 w = 9.88 kW



6.2.6.2 Inversor comercial.

Se ha seleccionado la gama REFUsol 008K– 020K debido a que abarca nuestro rango de potencias, nos permite la monitorización de los tres inversores mediante el mismo programa y su precio. En la Tabla 16 se recogen los principales valores de los cuatro inversores que componen la gama

Modelo	V min	V* mpp1	V* mpp2	PCC máx	PCA máx	CCA máx	CCC máx	Ren. máx	Ren. Euro	Precio
008K Refusol	350	370	850	9,9	8	12	23	98	97,3	1724,22
010K Refusol	350	410	850	12	10	16	25	98	97,4	1940,52
013K Refusol	350	430	850	15,6	13	21	31,1	98	97,5	2039,40
017K Refusol	350	445	850	18,5	16,5	29	38,5	98,2	97,8	2274,24

Tabla 16. Listado de inversores. * Vmpp1 y Vmpp2, son la tensión mínima y máxima del rango de funcionamiento en el punto de máxima potencia.

Observando la columna PCC seleccionamos el inversor 013K para Z1 y Z2, el inversor 008K para Z3. Sus características quedan recogidas en la ficha técnica adjunta en el Anexo 1.

6.2.7 Distribución eléctrica de las placas.

El generador fotovoltaico es un conjunto de placas solares conectadas entre sí, formando ramas para conseguir la tensión óptima de funcionamiento, estas ramas se conectan entre sí en paralelo hasta conseguir la potencia del inversor.

6.2.7.1 Distribución Z1

Nº placas en la zona: 60

Rango de funcionamiento en mpp: 430 a 850 V

Nº de placas en serie: de 17 a 23

Nº de placas en serie: 20

Nº de ramas: 3

Intensidad total: 25.8 A

6.2.7.2 Distribución Z2

Nº placas en la zona: 50

Rango de funcionamiento en mpp: 430 a 850 V

Nº de placas en serie: de 17 a 23

Nº de placas en serie: 17

Nº de ramas: 3

Número final de placas: 51

Potencia final: 13,26 kW

Intensidad total: 25.8 A



6.2.8 Distribución Z3

Nº placas en la zona: 38

Rango de funcionamiento en mpp: 370 a 850 V

Nº de placas en serie: de 15 a 23

Nº de placas en serie: 19

Nº de ramas: 2

Intensidad total: 17.2

6.2.9 Disposición de los inversores

Según las especificaciones técnicas, los inversores se pueden colocar a la intemperie sin la necesidad de otro tipo de protección. Se ha decidido situar los inversores en la misma cubierta bajo una marquesina que los proteja en caso de granizo. En esta misma marquesina se instalará el Cuadro de Distribución que será adecuado para instalaciones a la intemperie.

6.2.10 Cableado

Como se recoge en el pliego de condiciones de la IDAE todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie. Además la sección de los cables será suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%. Y la instalación deberá estar protegida del ambiente con la canalización adecuada.

El cálculo completo queda descrito en el apartado "Cálculos Justificativos" a continuación se muestra un resume

6.2.10.1 Zona 1 líneas en serie (Z1S)

Nº placas por serie	20	Longitud máx	30
Tensión en la rama	$30.3 \times 20 = 606 \text{ V}$	Sección rama	4
Intensidad en cada rama	8.6 A	ΔV máx (%)	0,48

6.2.10.2 Zona 1, línea continua al inversor (Z1)

Nº líneas conectadas	3	Longitud del cable	30
Tensión en la rama	$30.3 \times 20 = 606 \text{ V}$	Sección	6
Intensidad	25.8	ΔV (%)	0,979

6.2.10.3 Zona 2, línea en serie (Z2S)

Nº placas por serie	17	Longitud máx.	40
Tensión en la rama	$30.3 \times 17 = 515.1 \text{ V}$	Sección	6
Intensidad en cada rama	8.6 A	ΔV (%)	0,51

6.2.10.4 Zona 2, línea continua al inversor (Z2)

Nº líneas conectadas	3	Longitud del cable	35
Tensión en la rama	$30.3 \times 17 = 515.1 \text{ V}$	Sección	10
Intensidad en cada rama	25.8	ΔV (%)	0,8



6.2.10.5 Zona 3, línea en serie (Z3S)

Nº placas por serie	19	Longitud máx	25
Tensión en la rama	$30.3 \times 19 = 575.7 \text{ V}$	Sección	4
Intensidad en cada rama	8,6 A	ΔV (%)	0,42

6.2.10.6 Zona 3, línea continua al inversor (Z3)

Nº líneas conectadas	2	Longitud del cable	40
Tensión en la rama	$30.3 \times 19 = 575.7 \text{ V}$	Sección	6
Intensidad en cada rama	17,2	ΔV (%)	0,92

6.2.10.7 Línea General de Generación

Potencia	34Kw	Longitud del cable	45
Tensión	400 V	Sección	16
Intensidad	49.07	ΔV (%)	1,37

6.2.11 Conexiones

Las conexiones entre módulos se harán mediante conectores MC4 ya incluidas en los módulos, en caso de necesidad se utilizarán conectores apropiados de la marca Techno Sun.

Las conexiones entre las ramas de cada uno de los inversores se realizarán en una caja de conexiones de la marca Uriarte, especialmente diseñada para este tipo de instalaciones. Dispone de un fusible para cada rama y un interruptor para la desconexión del grupo. Se denominará como Cuadro Parcial.

La conexión con los inversores se realizará mediante conectores MC4, al igual que en el caso de las placas serán de la marca Techno Sun.

La conexión con la red interna se realizará en paralelo con el cuadro de baja tensión situado a la salida del transformador.

6.2.12 Canalización

La canalización de los cables de la zona de generación hasta los cuadros parciales se realizará mediante bandeja de rejilla, fijada sobre cubierta con una altura necesaria para evitar el agua de lluvia, protegida por la sombra de las placas.

La canalización será de tubo de PVC con diámetro necesario en cada caso, para el resto de la instalación. Aquellas situadas en la cubierta se sujetarán mediante bridas metálicas atornilladas, a una altura suficiente para evitar el agua de lluvia. El resto irán superpuesta a paredes o techos hasta llegar al cuadro de mando y protección del edificio, donde se aprovechará la canalización existente para alcanzar el punto de conexión a la red, paralelo al cuadro principal de baja tensión situado a la salida del transformador.



6.2.13 Protecciones

6.2.13.1 Cuadros parciales.

Con el fin de proteger los grupos de paneles conectados en serie se instalará un cuadro parcial, de la marca Uriarte de su gama fotovoltaica, donde se realizará la conexión en paralelo de estos. El cuadro constará de un fusible por cada serie y un interruptor global que permita la desconexión de los paneles.

6.2.14 Protecciones internas al inversor.

El inversor está protegido para sobretensiones tanto en el lado de continua como en el de alterna. Además cuenta con elementos de desconexión por tensión máxima y mínima, y por frecuencia.

6.2.14.1 Cuadro de distribución

Para la unificación de la red alterna se instalará un cuadro al que llegarán las tres líneas de los tres inversores y saldrá una única línea, línea general de generación. Este cuadro también contendrá un magnetotérmico por cada línea de inversor y un interruptor automático en la línea individual.

6.2.14.2 Conexión con la red

En el punto de conexión con la red, a la salida del transformador, se instalará un interruptor magneto térmico que permitirá la desconexión de la instalación de la red en cualquier momento.

6.2.15 Puesta a tierra

Se considera que la puesta a tierra del edificio puede soportar la nueva instalación, por lo tanto únicamente se unirán, con el cable apropiado, las masas de las estructuras, los marcos y las masas de los inversores que se conducirán con el resto de cableado hasta el Cuadro de Mando del edificio dónde se conectará a la toma de tierra principal.

6.2.16 Estructura soporte

La estructura soporte de los generadores ha de resistir las sobrecargas del viento de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Su diseño deberá estar acorde a la EA-95.

Los 149 módulos están distribuidos en filas de distintas longitudes. Los paneles Techno-sun, son ajustables en inclinación y la instalación mediante railes, sin necesidad de agujeros o soldaduras simplifica la instalación y permite instalar cualquier longitud de fila. La estructura se anclará a la cubierta directamente atornillada.

Zona	Posición del panel	Nº filas	Módulos por fila
Z1 (Rojo)	Vertical	2	32 y 28
Z2 (Verde)	Horizontal	14	4 x 12 + 1 x 2 + 1 x 1
Z3 (Azul)	Vertical	2	18 y 20

Tabla 17.Distribución de los paneles

6.2.17 Medición

Como el contador es propiedad de la empresa distribuidora, se solicitara el cambio por un contador bidireccional o se incorporará un contador de producción.

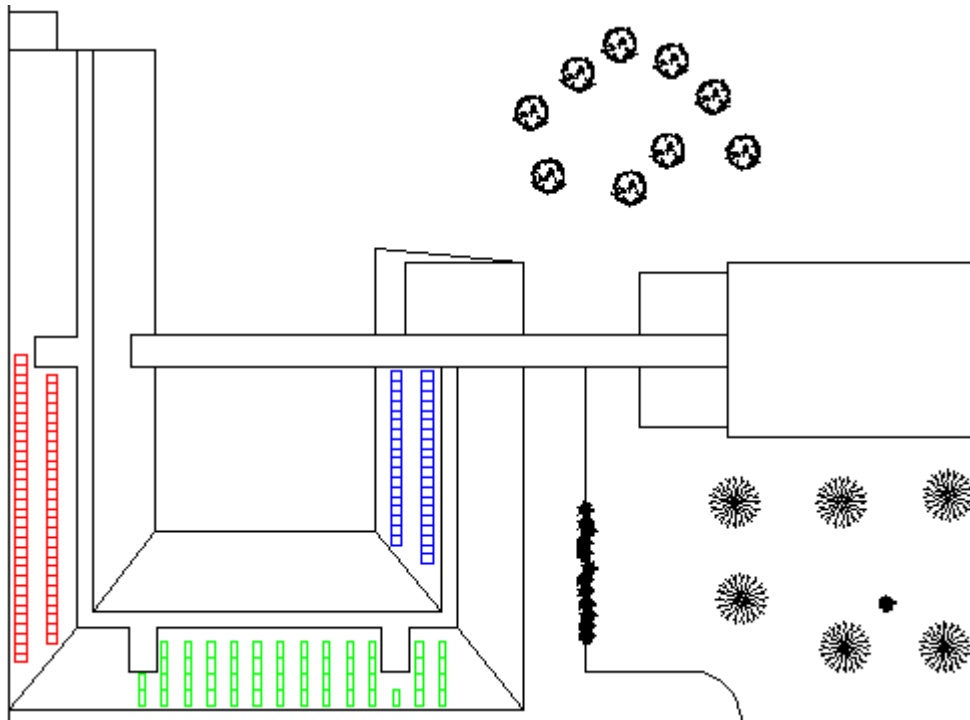


Ilustración 3 Distribución de los paneles en la cubierta.

6.2.18 Monitorización

Los inversores permiten la monitorización de la producción, esta se puede visualizar en la propia pantalla del inversor o, para mayor comodidad, utilizar el software proporcionado por el fabricante y visualizarlos en un ordenador. Los inversores seleccionados permiten dos tipos de conexión, Ethernet y RS485. Se utilizará la conexión RS485 para interconectar los inversores y un cable Ethernet para la conexión con el ordenador. Los conectores serán de las características indicadas por el fabricante.

6.2.19 Producción

Con todos los parámetros determinados estamos en condiciones de calcular la producción. Siguiendo los pasos descritos en el apartado “Cálculos Justificativos”, el programa Pvsist nos ofrece los resultados recogidos en la tabla 18.

Dónde:

- GlobHor: irradiación global horizontal.
- T Amb: temperatura ambiente.
- GlobInc: irradiación global incidente en el plano receptor.
- GlobEff: irradiación global efectiva, correcciones para IAM* y sombreados.
- EArray: energía efectiva en la salida del generador.
- E_Grid: energía reinyectada en la red, en nuestro caso la red interna.
- EffArrR: eficiencia, energía salida campo/superficie bruta.
- EffSysR: eficiencia, energía salida sistema/superficie bruta.

*IAM son las pérdidas producidas por la reflexión, se han considerado un 3%.

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Enero	75,2	13,00	131,2	124,8	4557	4411	14,18	13,73
Febrero	92,9	13,00	141,5	134,3	4898	4742	14,14	13,68
Marzo	140,0	15,10	171,7	162,2	5841	5654	13,90	13,45
Abril	171,4	16,00	177,2	166,5	5974	5780	13,77	13,32
Mayo	205,7	18,60	182,2	170,5	6094	5895	13,66	13,21
Junio	208,9	21,60	175,1	163,5	5802	5618	13,53	13,10
Julio	205,8	25,80	179,4	167,8	5831	5644	13,28	12,85
Agosto	177,1	26,50	171,7	161,0	5560	5380	13,22	12,79
Septiembre	134,2	24,40	152,9	144,2	4993	4832	13,33	12,90
Octubre	100,7	21,90	133,1	125,8	4446	4303	13,64	13,21
Noviembre	70,7	15,40	109,9	104,2	3786	3666	14,06	13,62
Diciembre	63,8	12,60	114,7	109,0	4019	3890	14,31	13,85
Año	1646,4	18,70	1840,7	1733,7	61802	59814	13,71	13,27

Tabla 18. Balance y resultados principales.

Otro parámetro de la instalación es el denominado PR (Performance Ratio), que es el factor de rendimiento de la instalación. En la Tabla 19. Se recogen los PR de cada mes así como el anual.

	PR
Enero	0,868
Febrero	0,865
Marzo	0,850
Abril	0,842
Mayo	0,835
Junio	0,828
Julio	0,812
Agosto	0,809
Septiembre	0,815
Octubre	0,835
Noviembre	0,861
Diciembre	0,875
Año	0,839

Tabla 19. Performance Ratio mensual y anual de la instalación

6.3 Cálculos justificativos.

6.3.1 Potencia Total instalada

La potencia total de la instalación fotovoltaica es de 34 kW, repartida en dos inversores de 13 kW y uno de 8 kW. La instalación se caracteriza por poseer una potencia pico de 38 kWp producida por 149 placas de 260 W. El ratio de la potencia de la generación fotovoltaica y la potencia de los inversores es de 1,11.

6.3.2 Configuración eléctrica de los módulos

Los niveles de tensión e intensidad procedentes de los campos de generación deben encontrarse dentro del rango del punto de máximo rendimiento del inversor. Para ello los paneles se agrupan primero en serie para obtener la tensión correspondiente y luego en paralelo para obtener la potencia deseada.

Según la ficha técnica de las placas la tensión y corriente en el punto de potencia máxima son: $V_{mp}=30,3\text{ V}$ y $I_{mp}= 8,6\text{ A}$.

Debido a la limitación de superficie se ha dividido la instalación en tres zonas, cuyas distribuciones se recogen en la siguiente tabla.

Zona	Modulos/String	Voltaje String	Rango mpp	n° String	Int	Potencia(W)
Zona 1	20	606	Si	3	8,6	15.600
Zona 2	17	515,1	Si	3	8,6	13.260
Zona 3	19	575,7	Si	2	8,6	9.880

Tabla 20. Configuración eléctrica de los módulos.

6.3.3 Comprobación en condiciones desfavorables

Puesto que la tensión, intensidad y potencia de las placas dependen de la temperatura se debe comprobar que en los casos extremos los valores de tensión continúan en el rango de funcionamiento del inversor. La tensión mínima del string se considera que se produce bajo 1000 W/m y una temperatura de célula de 60°C. La tensión máxima se produce con la misma irradiancia pero con una temperatura de célula de -10°C. En la siguiente tabla se recogen los valores de ambas tensiones en cada uno de las zonas.

Zona	Modulos/String	V_{mpp60°	Rango Inv	V_{mpp-10°	Rango Inv
Zona 1	20	513	Si	840	Si
Zona 2	17	436	Si	714	Si
Zona 3	19	487	Si	798	Si

Tabla 21. Tensiones en condiciones desfavorables.

6.3.4 Cálculo de la sección de los cables y la caída de tensión.

6.3.4.1 Fórmulas utilizadas

- Cálculo de intensidades
- Corriente continua

$$I = \frac{\sum P}{V}$$

- Corriente alterna trifásica.

$$I = \frac{\sum P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

Siendo:

P la potencia activa, en vatios

I la corriente en amperios

V la tensión en voltios

$\cos\varphi$ el factor de potencia

- Cálculo de la sección y caída de tensión
- Corriente continua

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} ; \Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S}$$



- Corriente alterna trifásica.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi \cdot \rho}{\Delta V} ; \Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi \cdot \rho}{S}$$

Siendo:

S la sección en mm²

L la longitud del cable en metros

I la intensidad que circula por el cable

ΔV caída de tensión

ρ la resistividad del cable. Por ser cobre XLPE la consideramos 0,023

$\cos\varphi$ el factor de potencia

6.3.4.2 Criterios de evaluación de los cables

En toda instalación eléctrica existen, como mínimo, dos criterios que cumplir, la caída de tensión máxima admisible y calentamiento.

-Caída máxima de tensión.

Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %. Se ha distribuido un 0,5% de caída en la línea conectada en serie y el 1% en las ramas conectoras con el inversor.

-Calentamiento.

Debido al efecto Joule, un conductor se calienta por el paso de una corriente. Este criterio limita la intensidad para una sección dada, de forma que la temperatura del conductor no alcance un valor determinado. También conocido como "intensidad máxima admisible". Disponible en la ITC-BT

6.3.4.3 Cálculos

6.3.4.3.1 Zona 1

- Serie 1 Z1:

$$L = 25 \quad I = 8,6 \text{ A} \quad V = 606 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 3,03 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{3,03} = 3,26 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 4 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 4 mm²

$$I_{\text{Adm}} = 38 \text{ A} > I = 8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{4} = 2,47 \text{ V} \rightarrow e = 0,40\%$$

- Serie 2 Z1:

$$L = 25 \quad I = 8,6 \quad V = 606 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 3,03 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{3,03} = 3,26 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 4 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 4 mm²

$$I_{\text{Adm}} = 38 \text{ A} > I = 8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{4} = 2,47 \text{ V} \rightarrow e = 0,40\%$$

- Serie 3 Z1:



$$L=30 \quad I=8,6 \quad V=606 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 3,03 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{3,03} = 3,92 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 4 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 4 mm²

$$I_{\text{Adm}}=38 \text{ A} > I=8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{4} = 2,47 \text{ V} \rightarrow e = 0,48\%$$

– InvCC Z1

$$L=30 \quad I=25,8 \quad V=606 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 1\% = 6,06 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 25,8 \cdot 0,023}{6,06} = 5,87 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 6 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{Adm}}=49 \text{ A} > I=25,8 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 25,8 \cdot 0,023}{6} = 5,93 \text{ V} \rightarrow e = 0,979\%$$

6.3.4.3.2 Zona 2

– Serie 1 Z2:

$$L=40 \quad I=8,6 \text{ A} \quad V=515,1 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 2,5755 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{2,5755} = 6,14 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 6 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 6 mm²

$$I_{\text{Adm}}=49 \text{ A} > I=8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{6} = 2,64 \text{ V} \rightarrow e = 0,51\%$$

– Serie 2 Z2:

$$L=40 \quad I=8,6 \text{ A} \quad V=515,1 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 2,5755 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{2,5755} = 6,14 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 6 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 6 mm²

$$I_{\text{Adm}}=49 \text{ A} > I=8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{6} = 2,64 \text{ V} \rightarrow e = 0,51\%$$

– Serie 3 Z3:

$$L=40 \quad I=8,6 \text{ A} \quad V=515,1 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 2,5755 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{2,5755} = 6,14 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 6 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 6 mm^{2*}

$$I_{\text{Adm}}=49 \text{ A} > I=8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{6} = 2,64 \text{ V} \rightarrow e = 0,51\%$$

– InvCC Z2:

$$L=35 \quad I=25,8 \quad V=515,1 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,9\% = 4,6359 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 25,8 \cdot 0,023}{4,6359} = 8,96 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 10 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{Adm}}=68 \text{ A} > I=25,8 \text{ A}$$



$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 25,8 \cdot 0,023}{10} = 4,15 \text{ V} \rightarrow e = 0,80\%$$

6.3.4.3.3 Zona 3

– Serie 1 Z3:

$$L = 25 \quad I = 8,6 \text{ A} \quad V = 575,7 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 2,8785 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{2,8785} = 3,43 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 4 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 4 mm²

$$I_{\text{Adm}} = 38 \text{ A} > I = 8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{4} = 2,47 \text{ V} \rightarrow e = 0,42\%$$

– Serie 2 Z2:

$$L = 25 \quad I = 8,6 \text{ A} \quad V = 575,7 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 0,5\% = 2,8785 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{2,8785} = 3,43 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 4 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 4 mm²

$$I_{\text{Adm}} = 38 \text{ A} > I = 8,6 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,6 \cdot 0,023}{4} = 2,47 \text{ V} \rightarrow e = 0,42\%$$

– InvCC Z3:

$$L = 40 \quad I = 17,2 \quad V = 575,7 \text{ V} \quad \Delta V_{\text{máx}} = V \cdot 1\% = 5,757 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 17,2 \cdot 0,023}{5,757} = 5,5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nor}} = 6 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{Adm}} = 49 \text{ A} > I = 17,2 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 17,2 \cdot 0,023}{6} = 5,27 \text{ V} \rightarrow e = 0,92\%$$

6.3.4.3.4 Zona alterna

Despreciamos la caída de tensión entre los inversores y el Cuadro de Distribución, por la escasa distancia, se usará la sección de la LGG, Línea General de Generación. La conducción es enterrada y compartida, por lo demás se considera instalada en condiciones normales.

$$P = 34 \text{ kW} \quad V = 400 \text{ V} \quad \cos \varphi = 1$$

$$I = \frac{\sum P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{34000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 49 \text{ A}$$

$$L = 45 \text{ m} \quad I = 49 \text{ A} \quad \Delta V_{\text{máx}} = 400 \cdot 1,5\% = 6 \text{ V}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi \cdot \rho}{\Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45 \cdot 49 \cdot 1 \cdot 0,023}{6} = 14,64 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{nom}} = 16 \text{ mm}^2$$

Conductor unipolar XLPE de 16 mm²

$$I_{\text{Adm}} = 80 \text{ A} > I' = 57,64 = I / 0,85 \rightarrow I = 49 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi \cdot \rho}{S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45 \cdot 49 \cdot 1 \cdot 0,023}{16} = 5,49 V \rightarrow e = 1,37 \%$$

6.3.5 Situación de los módulos fotovoltaicos en la cubierta.

6.3.5.1 Cálculo de las pérdidas por sombras.

El cálculo de las pérdidas por sombras no es aplicable ya que el centro se encuentra rodeado por zonas verdes, de aparcamiento o edificios de menor altura.

6.3.5.2 Cálculo de pérdidas por orientación.

El cálculo de pérdidas por orientación se ha realizado mediante el programa VP Syst. En la Ilustración 4. se puede observar la introducción de los parámetros que determinan dichas pérdidas. Las curvas muestran los valores que nos permiten optimizar la producción con respecto al periodo de tiempo seleccionado, invierno en nuestro caso.

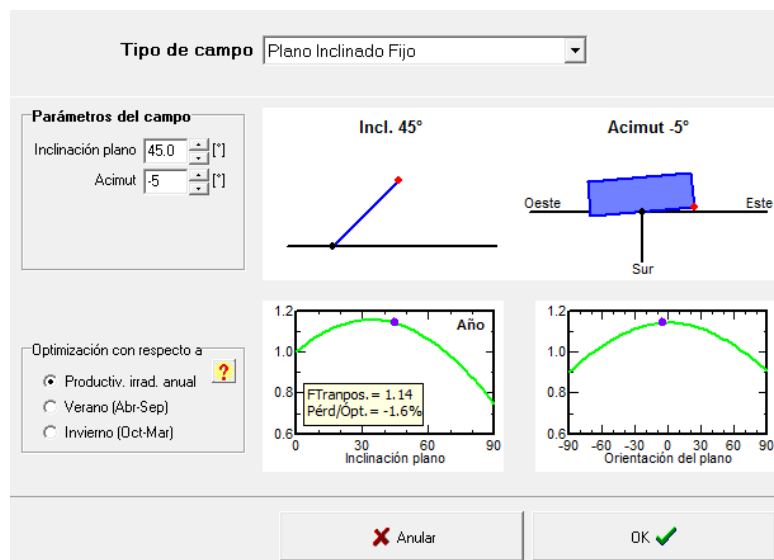


Ilustración 4 Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación.

Las pérdidas por orientación ascienden a un 1,3% respecto a la inclinación óptima para la producción en invierno. En el Documento Básico HE4 Código Técnico de la Edificación, se establece que las pérdidas máximas permitidas de este tipo para una modalidad general serán del 10%, resultando aceptable el valor obtenido.

6.3.5.3 Cálculo de la separación entre elementos que producen sombras.

En nuestra instalación los únicos elementos que pueden producirnos sombras, son los propios paneles. Para el cálculo se ha tomado como referencia las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

Para la obtención de la distancia mínima entre los captadores solares y los obstáculos, se hace uso de la siguiente expresión.

$$d \geq h \cdot k$$

Donde k es un factor adimensional con valor:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En nuestro caso:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 37^\circ)} = 2,25$$

6.3.5.4 Zona 1 y 3

En las Zona 1 y 3 las bases de los paneles están situadas a diferentes alturas debido a la pendiente de la cubierta, el cálculo se realizará en función del siguiente esquema.

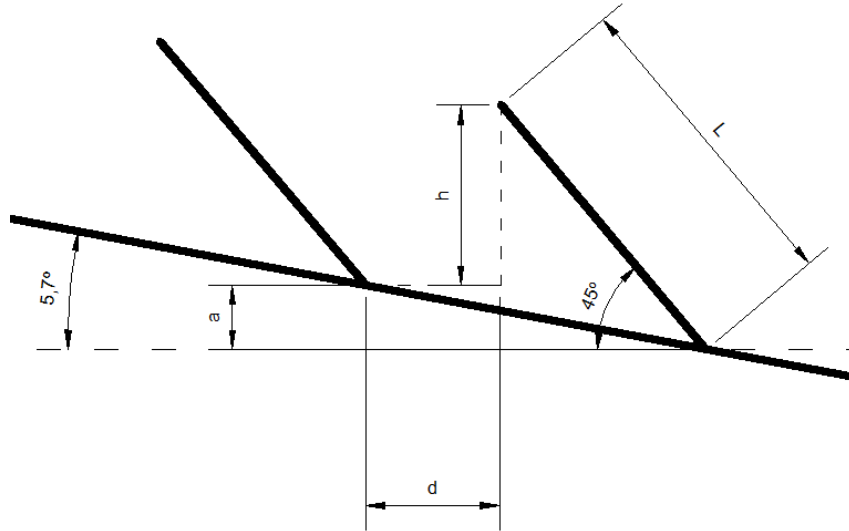


Ilustración 5. Esquema para el cálculo de la separación entre placas zona 1 y 3

Según el esquema:

$$h = L \cdot \sen 45^\circ - a$$

$$a = (d + L \cdot \cos 45^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ$$

$$h = L \cdot \sen 45^\circ - (d + L \cdot \cos 45^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ$$

$$d \geq (L \cdot \sen 45^\circ - (d + L \cdot \cos 45^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ) \cdot k$$

$$d + d \cdot \sen 45^\circ \cdot \tan 5,7^\circ \cdot k \geq (L \cdot \sen 45^\circ - (L \cdot \cos 45^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ) \cdot k$$

$$d \geq \frac{(L \cdot \sen 45^\circ - (L \cdot \cos 45^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ)}{1 + \tan 5,7^\circ \cdot k} \cdot k$$

1.1.1 Zona 2

En la zona 2 la separación sigue el siguiente esquema.

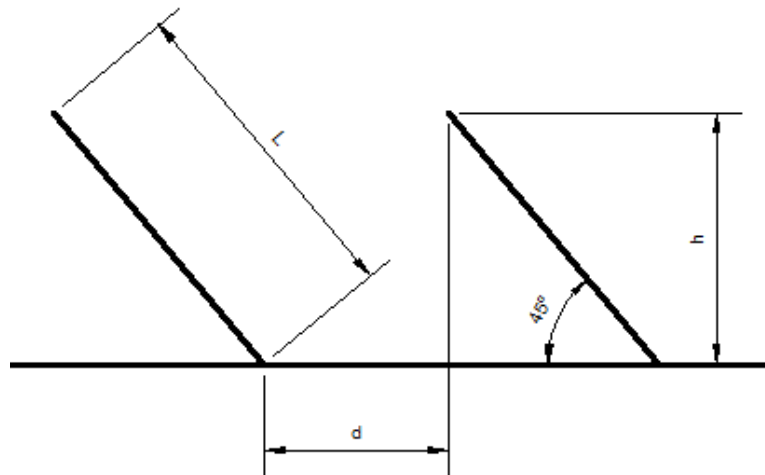


Ilustración 6. Esquema para el cálculo de separación entre placas zona 2

$$h = L \cdot \text{sen } 45^\circ$$

$$d = L \cdot \text{sen } 45^\circ \cdot k$$

6.3.6 Balance energético

6.3.6.1 Performance ratio

El performance ratio o rendimiento energético de la instalación es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta las siguientes pérdidas:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- Pérdidas por el polvo y suciedad.
- Pérdidas por dispersión de parámetros entre paneles.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Pérdida por la eficiencia energética del inversor en operación.
- Pérdida por inclinación y orientación del generador.
- Pérdida por la eficiencia del cableado.
- Otras pérdidas.

Los resultados arrojados por el programa son:

	PR
Enero	0.868
Febrero	0.865
Marzo	0.850
Abril	0.842
Mayo	0.835
Junio	0.828
Julio	0.812
Agosto	0.809
Septiembre	0.815
Octubre	0.835
Noviembre	0.861
Diciembre	0.875
Año	0.839

Tabla 22. Performance Ratio mensual y anual de la instalación.



6.3.6.2 Producción esperada

Con todos los parámetros determinados estamos en condiciones de calcular la producción. Siguiendo los pasos descritos en el apartado “Cálculos Justificativos”, el programa Pvsist nos ofrece la siguiente tabla de resultados.

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Enero	75.2	13.00	131.2	124.8	4557	4411	14.18	13.73
Febrero	92.9	13.00	141.5	134.3	4898	4742	14.14	13.68
Marzo	140.0	15.10	171.7	162.2	5841	5654	13.90	13.45
Abril	171.4	16.00	177.2	166.5	5974	5780	13.77	13.32
Mayo	205.7	18.60	182.2	170.5	6094	5895	13.66	13.21
Junio	208.9	21.60	175.1	163.5	5802	5618	13.53	13.10
Julio	205.8	25.80	179.4	167.8	5831	5644	13.28	12.85
Agosto	177.1	26.50	171.7	161.0	5560	5380	13.22	12.79
Septiembre	134.2	24.40	152.9	144.2	4993	4832	13.33	12.90
Octubre	100.7	21.90	133.1	125.8	4446	4303	13.64	13.21
Noviembre	70.7	15.40	109.9	104.2	3786	3666	14.06	13.62
Diciembre	63.8	12.60	114.7	109.0	4019	3890	14.31	13.85
Año	1646.4	18.70	1840.7	1733.7	61802	59814	13.71	13.27

Tabla 23. Balance y resultados principales.

Donde los parámetros son:

- GlobHor: irradiación global horizontal.
- T Amb: temperatura ambiente.
- GlobInc: irradiación global incidente en el plano receptor.
- GlobEff: irradiación global efectiva, correcciones para IAM* y sombreados.
- EArray: energía efectiva en la salida del generador.
- E_Grid: energía reinyectada en la red, en nuestro caso la red interna.
- EffArrR: eficiencia, energía salida campo/superficie bruta.
- EffSysR: eficiencia, energía salida sistema/superficie bruta.

*IAM son las pérdidas producidas por la reflexión, se han considerado un 3%.

6.3.6.3 Diagrama de pérdidas

Si representamos las pérdidas gráficamente.

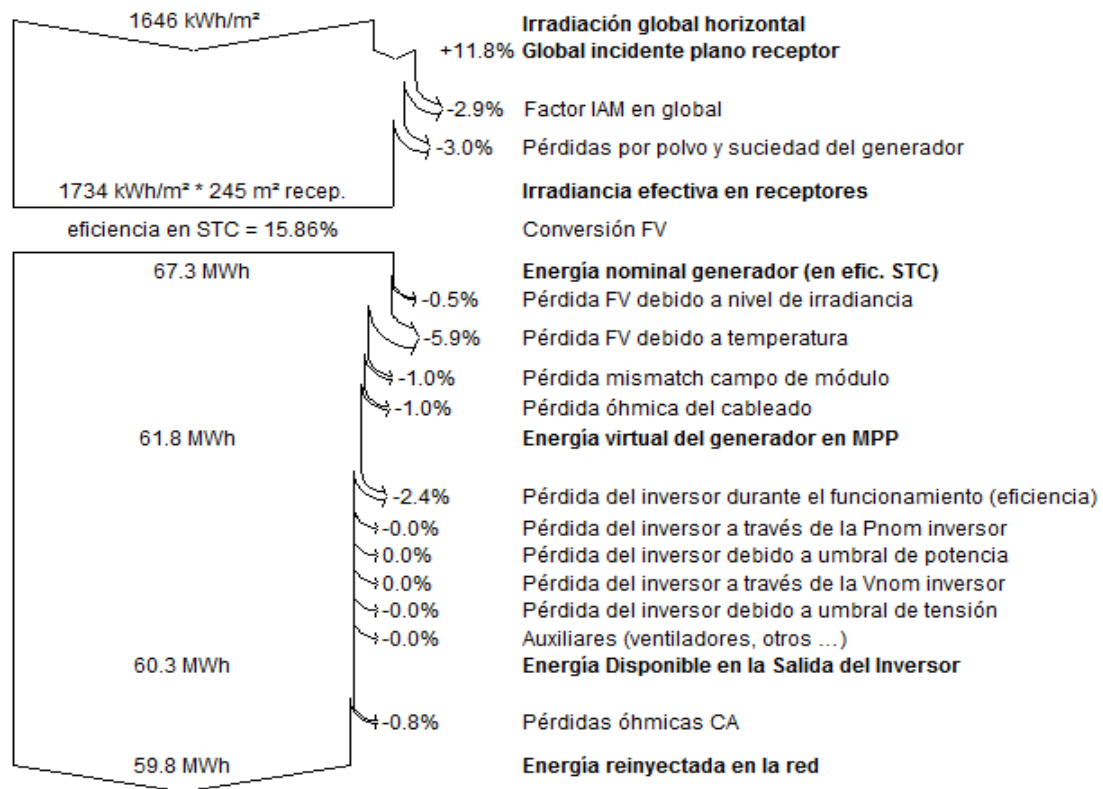


Gráfico 2. Diagrama de pérdidas

6.3.7 Cálculo de las protecciones para las líneas.

6.3.7.1 Protección ante sobrecargas.

En las distintas líneas a proteger por estos dispositivos se encuentran varias corrientes y por ello se especificará el calibre del fusible para todas las líneas de las mismas características para no repetir el cálculo en cada una de ellas.

- Línea de cada uno de los string.

Intensidad de la línea, $I = 8,6 \text{ A}$.

Intensidad de cálculo, $I_b = I \cdot 1,25 = 10,75 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible del conductor, $I_z = 38 \text{ A}$.

Intensidad nominal del fusible, $I_n = 16 \text{ A}$.

$$I \cdot 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

$$9,94 \leq I_n \leq 38 \Rightarrow I_n = 16 \text{ A}$$

6.3.7.2 Protección magnetotérmica.

- Línea InvCA_Z1 y InvCA_Z2, líneas de salida de los inversores 1 y 2

Criterios de protección ante sobrecargas.

Intensidad de las líneas, $I = 18,76 \text{ A}$.

Intensidad de cálculo, $I_b = I \cdot 1,25 = 23,45 \text{ A}$.

Intensidad máxima admisible de los conductores, $I_z = 60 \text{ A}$.

Calibre de los interruptores automáticos, $I_n = 32 \text{ A}$.

$$I \cdot 1,25 \leq I_n \leq I_z$$



$$23,45 \leq I_n \leq 60 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z, \text{ siendo } I_2 = 1,45 \cdot I_n; I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$46,4 \leq 1,45 \cdot 60 = 87 \text{ A} \quad \text{Válido}$$

$$23,45 \leq I_n \leq 60 \text{ A} \quad \text{Válido}$$

Criterio de protección ante cortocircuito.

$$PdC \geq (I_{CC})_{\max}$$

$$I_{CC}^2 \cdot t \leq (kS)_{adm}^2$$

Se colocará un interruptor magnetotérmico de 32 A y PdC de 10kA.

- Línea InvCA Z3, línea de salida del inversor 3

Criterios de protección ante sobrecargas.

Intensidad de las líneas, $I = 11,54 \text{ A}$.

Intensidad de cálculo, $I_b = I \cdot 1,25 = 14,43 \text{ A}$.

Intensidad máxima admisible de los conductores, $I_z = 60 \text{ A}$.

Calibre de los interruptores automáticos, $I_n = 32 \text{ A}$.

$$I \cdot 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

$$23,45 \leq I_n \leq 60 \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z, \text{ siendo } I_2 = 1,45 \cdot I_n; I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$46,4 \leq 1,45 \cdot 60 = 87 \text{ A} \quad \text{Válido}$$

$$23,45 \leq I_n \leq 60 \text{ A} \quad \text{Válido}$$

Criterio de protección ante cortocircuito.

$$PdC \geq (I_{CC})_{\max}$$

$$I_{CC}^2 \cdot t \leq (kS)_{adm}^2$$

Se colocará un interruptor magnetotérmico de 32 A y PdC de 10kA.

- Línea Individual Generación

Criterios de protección ante sobrecargas.

Intensidad de las líneas, $I = 49,07 \text{ A}$.

Intensidad de cálculo, $I_b = I \cdot 1,25 = 61,34 \text{ A}$.

Intensidad máxima admisible de los conductores, $I_z = 80 \text{ A}$.

Calibre de los interruptores automáticos, $I_n = 63 \text{ A}$.

$$I \cdot 1,25 \leq I_n \leq I_z$$

$$61,34 \leq I_n \leq 80 \Rightarrow I_n = 63 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z, \text{ siendo } I_2 = 1,45 \cdot I_n; I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$91,35 \leq 1,45 \cdot 80 = 116 \text{ A} \quad \text{Válido}$$

$$23,45 \leq I_n \leq 60 \text{ A} \quad \text{Válido}$$

Criterio de protección ante cortocircuito.

$$PdC \geq (I_{CC})_{\max}$$

$$I_{CC}^2 \cdot t \leq (kS)_{adm}^2$$

Se colocará un interruptor automático de 63 A y PdC de 10kA.

6.3.8 Programa PVsyst.

Se ha utilizado la versión V6.23

6.3.8.1 Presentación del programa

El programa PVsyst permite el cálculo de diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas, posee una gran base de datos de fabricantes para los distintos componentes de la instalación que puede ser ampliada manualmente o importando datos de otras bases de datos.



Ilustración 7. Pantalla inicio del programa.

En este apartado nos centraremos en los pasos que se han realizado para el cálculo.

6.3.8.2 Comprobación de la base de datos

Lo primero que debemos hacer es comprobar que nuestra localización y los elementos de los que consta nuestro sistema se encuentran en la base de datos.

Desde la pantalla de inicio del programa entramos en la base de datos

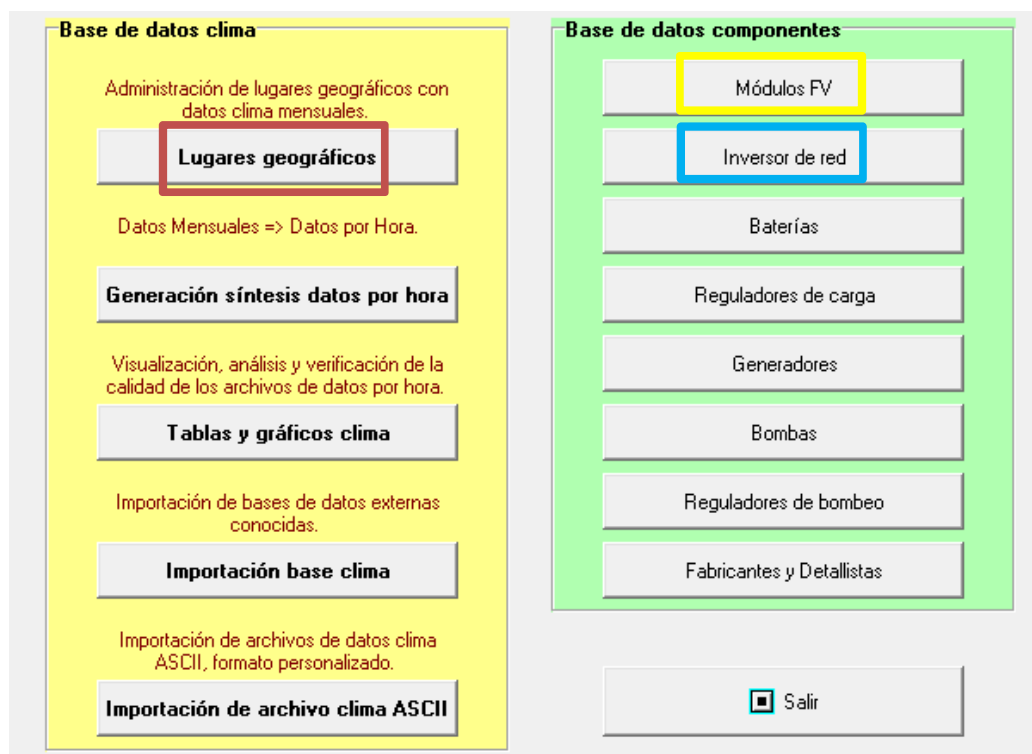


Ilustración 8. Acceso a las bases de datos.

País Spain

Ciudad	País	Origen datos
Albacete	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Almeria	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Barcelona	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Bilbao	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Caceres	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Camargo	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Cartagena	Spain	carm+qual2condiciones climaticas
Ciudad Real	Spain	MeteoNorm 6.1 station
La Coruna	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Logrono/Agoncillo	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Madrid	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Madrid	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Murcia	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Palma de Mallorca	Spain	MeteoNorm 6.1 station
San Javier	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Santander	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Sevilla	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Valencia	Spain	MeteoNorm 6.1 station
Valladolid	Spain	MeteoNorm 6.1 station

Buscar Go

Elección favoritos
Exportar
Nuevo
Abrir
Cerrar

Ilustración 9. Listado de localizaciones tras la introducción de la nueva localización

Se ha comprobado que tanto el módulo seleccionado y el inversor, aparecen en sus respectivas bases de datos botones marcados en amarillo y azul respectivamente.

Al comprobar la base de datos de lugares geográficos Cartagena no aparece en el listado. Se procede a introducirla a mano. En la Ilustración 8 se muestra el listado de localidades, tras la introducción de la nueva localización, antes no aparecía “Cartagena”.

Para introducir una nueva localización se pulsa el botón “nuevo” y se rellena el formulario dividido en tres pestañas.

Ilustración 10. Pestaña 1, para la introducción de una nueva localidad.

Para rellenar las coordenadas geográficas se puede utilizar el mapa interactivo de la tercera pestaña.

Ilustración 11. Pestaña 3, para la introducción de una nueva localización

Una vez seleccionada la ubicación en el mapa se debe pulsar el boton "Exportar" para autocompletar la primera pestaña.

En la segunda pestaña se introducen los datos climatologicos, como mínimo se debe introducir la irradiación global media de cada meses y la temperatura media. Por el método de cálculo del programa se debe introducir la temperatura media diaria y no, la temperatura media en horas de sol. Si se conocen la irradiación difusa mensual o la velocidad media del viento se pueden introducir para afinar más los resultados.

Geographical Coordinates | **Climatología Mensual** | Mapa interactivo

Lugar: **Cartagena (Spain)**

Origen de datos: **car+guia12condiciones climaticas**

	Irrad. Global kWh/m ² .día	Difuso kWh/m ² .día	Temp. °C	VelViento m/s
Enero	2.43		12.9	
Febrero	3.32		13.6	
Marzo	4.52		15.7	
Abril	5.71		17.5	
Mayo	6.64		20.5	
Junio	6.96		24.3	
Julio	6.64		26.6	
Agosto	5.71		27.1	
Septiembre	4.47		24.7	
Octubre	3.25		21.3	
Noviembre	2.36		16.4	
Diciembre	2.06		13.7	
Año	4.51		19.5	

Datos Requeridos

☒ Irradiación global horizontal

☒ Temp. Exterior Media

Datos adicionales:

☐ Irradiación difusa horizontal

☐ Velocidad del viento

Unidades de insolación:

☒ kWh/m².día

☐ kWh/m².mes

☐ MJ/m².día

☐ MJ/m².mes

☐ W/m²

☐ Índice de claridad Kt

Nuevo lugar Imprimir Anular OK

Ilustración 12. Pestaña 2, para la introducción de una nueva localidad.

En nuestro caso los datos se han obtenido del Atlas Solar publicado por el Carm y de la Guía Técnica, Condiciones Climáticas Exteriores de Proyecto, publicada por la IDAE.

6.3.8.3 Diseño del proyecto.

Con la base de datos completa estamos en disposición de comenzar el diseño del proyecto.

Desde la pantalla inicial del programa pulsamos "Diseño del proyecto -> Conectada a red"

Se nos abre la ventana de la Ilustración 13 donde se han señalado el uso de los distintos botones.

Designación del proyecto

El proyecto incluye principalmente la definición geográfica del LUGAR y el archivo CLIMA asociado por hora

Nombre proyecto: Fecha: **Selección localización**

Nombre

Preferencias

Variante del sistema (calculation version)

N° Variante:

Input parameters

Mandatory

☒ Orientación **Selección de la inclinación y orientación**

☒ Sistema **Selección de los componentes y distribución**

☒ Pérdidas detalladas **Elección de las pérdidas**

☐ Net metering

Opcional

☒ Perfil obstáculos

☒ Sombras cercanas

☐ Disposición módulo

☒ Economic eval.

☒ Miscellaneous tools

Simulation and results

Aparece después de simular

Ilustración 13 Ventana "Diseño de Proyecto"

6.3.8.3.1 Orientación

Tipo de campo

Parámetros del campo

Inclinación plano: [°]

Acimut: [°]

Optimización con respecto a

☐ Productiv. irr. anual

☐ Verano (Abr-Sep)

☒ Invierno (Oct-Mar)

Productividad clima hivernal

Factor de transposición FT: **1.53**

Pérdida con respecto al óptimo: **-1.3%**

Global en el plano receptor: **833 kWh/m²**

Ilustración 14. Introducción del ángulo de orientación y acimut.

6.3.8.3.2 Sistema

Configuración global sistema

Nº de tipos de sub-campos **3** ← A

Resumen sistema global

Nº de módulos	149	Potencia nominal FV	38.7 kWp
Superficie módulos	245 m²	Potencia máxima FV	36.1 kWdc
Nº de inversores	3	Potencia nominal CA	34.3 kWac

Zona 3 | Zona 2 | Zona 1 ← B

Sub-array name and Orientation

Name: Zona 3 Order: 1 Tilt: 45° Azimuth: -5°

Ayuda al Dimensionado

☐ No Sizing Entrar Pnom deseada: 9.9 kWp

☐ ... o superficie disponible: 62 m²

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente: Lista módulos por ☒ Potencia ☐ Tecnología

Bosch Solar Energy AG 260 Wp 26V Si-mono BSM c- SiM 60 EU441x Since 2013 Manufacturer 2013 ← D

Tensiones de dimensionado: ☒ 25.6 V ☐ Voc (-10°C) 42.0 V

Selección del inversor

Disponibles actualmente: Lista inversores por ☐ Potencia ☐ Tensión (máx)

REFU Sol GmbH 8.3 kW 370 - 850 V TL 50/60 Hz REFU Sol 008K+ Since 2013 ← E

Nº de inversores: 1 Tensión Funciona.: 370-850 V Pglobal inversor: 8.3 kWac

Tensión máx de entrada: 1000 V

Diseño del generador FV

Nº de módulos y cadenas

Mód. en serie: 19 ← F Ver condiciones entre 15 y 23

Nº de cadenas: 2 ← G

Perdida sobrecarga: 0.2 % Relación Pnom: 1.20

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	487 V
Vmpp (20°C)	586 V
Voc (-10°C)	798 V

← H

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 17.2 A Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 8.8 kW

Isc (STC): 18.5 A

Isc (en STC): 18.4 A Potencia nom gener. (STC): 9.9 kWp

Nº módulos: 38 Superficie: 62 m²

← System summary X Anular ✓ OK

Ilustración 15. Introducción componentes del sistema.

- A. Nº de Zonas o inversores
- B. Pestaña Zona que se está diseñando
- C. Datos generales de la instalación completa
- D. Selección de la placa. (Marca y Modelo)
- E. Selección del inversor (Marca y Modelo)
- F. Módulos / string
- G. Ramas/ inversor
- H. Tensión de funcionamiento a 20°C, 60°C y -10°C

6.3.8.3.3 Pérdidas

Parámetros térmicos se definen para el sistema completo

Parámetros térmicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos - LID - Mismatch | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Indisponibilidad

¡Usted puede definir el factor de pérdidas térmicas del generador o el coeficiente estándar TONC: el programa le dará la equivalencia!

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdidas térmicas $U = U_c + U_v | V_e | V_{viento}$

Factor de pérdida constante U_c 29.0 W/m²K ?

Factor de pérdida del viento U_v 0.0 W/m²K / m/s

Valores por defecto según montaje

☒ Módulos montados "al aire libre" con circulación de

☐ Semi-integrado con conducto de aire detrás

☐ Integración con aislamiento trasero completo

NOCT equivalent factor

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array !

See the NOCT anyway ?

Seleccionamos el valor por defecto que corresponde a la instalación

Gráfico pérdidas Anular OK

Ilustración 16. Selección de las pérdidas por temperatura.

Subsistema implicado Generador #1 Aplicar a todos los subsistemas

Parámetros térmicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos - LID - Mismatch | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Indisponibilidad

Circuito CC: pérdidas óhmicas en el sub-campo

Resistencia global en el cableado 498.1 mOhm ☐ Calculada **Cálculo detallado**

o fracción de pérdida en STC 1.5 % ☒ Defecto ?

Caída de Tensión a través del diodo 0.0 V ☒ Defecto

Circuito CA: inversor punto inyección

☒ Largo significativo, a tomar en cuenta

Largo inversor a inyección 28.7 m 10 mm²

Fracción pérdidas en STC 1.50 %

STC: Pac = 38 kW, Vac = 400 V Tr, I = 55 A

Caída de tensión en STC 6.0 V (1.5 %) ?

☐ Este subsistema ☒ Sistema completo

Transformador externo

☐ Transformador externo presente defecto

Pérdida hierro (valor constante) 0.10 % 0.00 kW ☒

Pérdidas Resistivas/Inductivas 0.00 % en STC ☐

(cuadrático, $R * I^2$, $R = 0.0$ mOhm) ?

☐ Desconexión nocturna ☐ Este subsistema ☒ Sistema completo

Gráfico pérdidas Anular OK

Ilustración 17. Pérdidas por cableado

Considerando que la potencia es directamente proporcional a la caída de tensión. Se ha considerado las pérdidas por cableado igual a la caída de tensión máxima permitida.

Subsistema implicado Generador #1 Aplicar a todos los subsistemas

Parámetros técnicos | Pérdida óhmica | **Calidad módulos - LID - Mismatch** | Polvo y suciedad | Pérdidas IAM | Indisponibilidad

Calidad módulos defecto

Pérdida eficiencia módulo % ☐

Desviación de la eficiencia efectiva media del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. ?

LID - "Light Induced Degradation" defecto

Factor de pérdidas LID % ☐

Degradación de módulos de silicio cristalino, en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores de producción STC. ?

Pérdidas Mismatch defecto

Pérdidas Potencia en MPP % ☒

Pérdidas funcionamiento en tensión fi % ☒

No pertinente durante el funcionamiento MPPT

? **Cálculo detallado**

Gráfico pérdidas Anular OK

Ilustración 18. Pérdidas por la calidad del módulo-LID-Mismatch.

Según las especificaciones técnicas de los modulos clasificacion de rendimiento $-0/+4,99$ Wp. Se ha considerado el valor más desfavorable 0% y no el valor por defecto.

Polvo y suciedad se definen para el sistema completo

Parámetros técnicos | Pérdida óhmica | Calidad módulos - LID - Mismatch | **Polvo y suciedad** | Pérdidas IAM | Indisponibilidad

Factor pérd. anual por polvo y suciedad Default

Factor de pérdida anual % ☒

☐ Definir val. mensuales ?

Gráfico pérdidas Anular OK

Ilustración 19. Pérdidas por polvo y suciedad. Se ha marcado el valor por defecto.

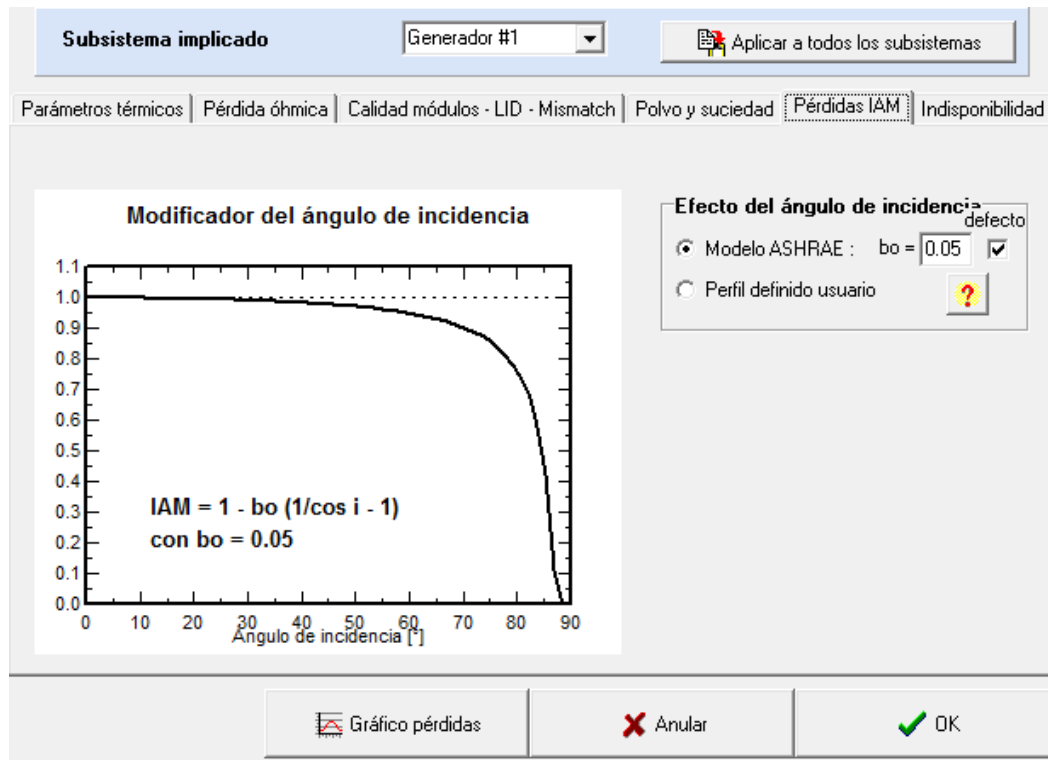


Ilustración 20. Perdidas IAM.

Activadas todas las pérdidas se puede realizar el cálculo.

6.3.8.4 Simular

Tras introducir todos los datos del sistema se está en situación de realizar la simulación. Se puede decidir el periodo de tiempo a simular. El año 1990 es un año genérico.

Parámetros de la simulación

Variante **Los molinos 45.4.**

Proyecto	Los Molinos	Módulo FV	BSM c- Si M 60 EU441xx_V1_260 Wp	REFU sol 008K+
Lugar	Cartagena	P unitaria	260 Wp	P unitaria 8.3 kW
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	N° módulos	149	N° inversores 3
Sistema	Conectado a la red	P del generador	38.7 kWp	Pnom CA 34.3 kWac

Definiciones preliminares

Definiciones suplementarias opcionales para análisis detallado ?

Registrar valores p/hora

Gráficos especiales

Archivo de exporte

Batch simulation

Fechas para la simulación

These dates correspond to the dates of your meteo file. They cannot be overcome.

del 01/01/1990 ☒ Inicio clima

hasta el 31/12/1990 ☒ Fin clima

NB: 1990 indicates a generic year, i.e. which doesn't correspond to really measured data for a given time

Retorno paráms. Simulación Resultados

Ilustración 21 ventana de simulación.

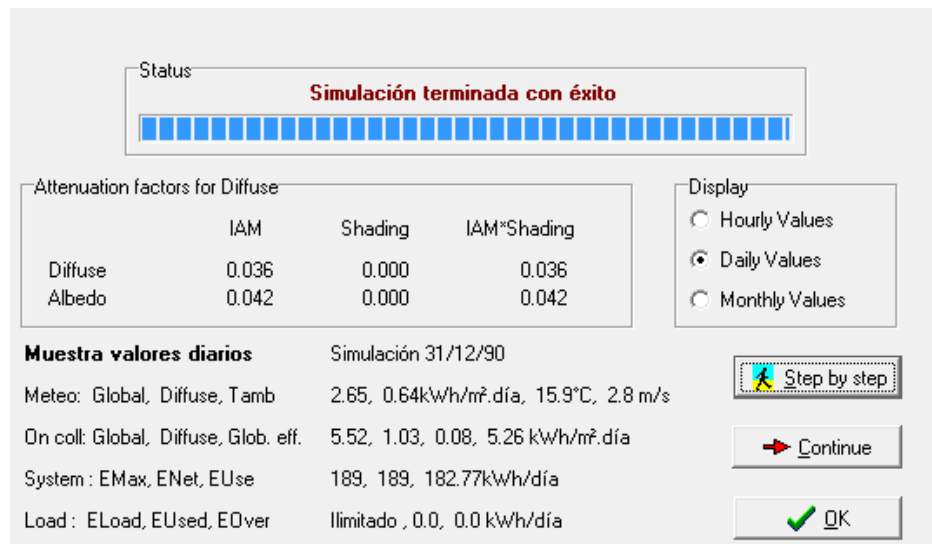


Ilustración 22 Ventana del proceso de simulación.

6.3.8.5 Resultados

Una vez realizada la simulación se abre una ventana que nos permite seleccionar los resultados a visualizar, en forma de informe, gráficas o tablas.

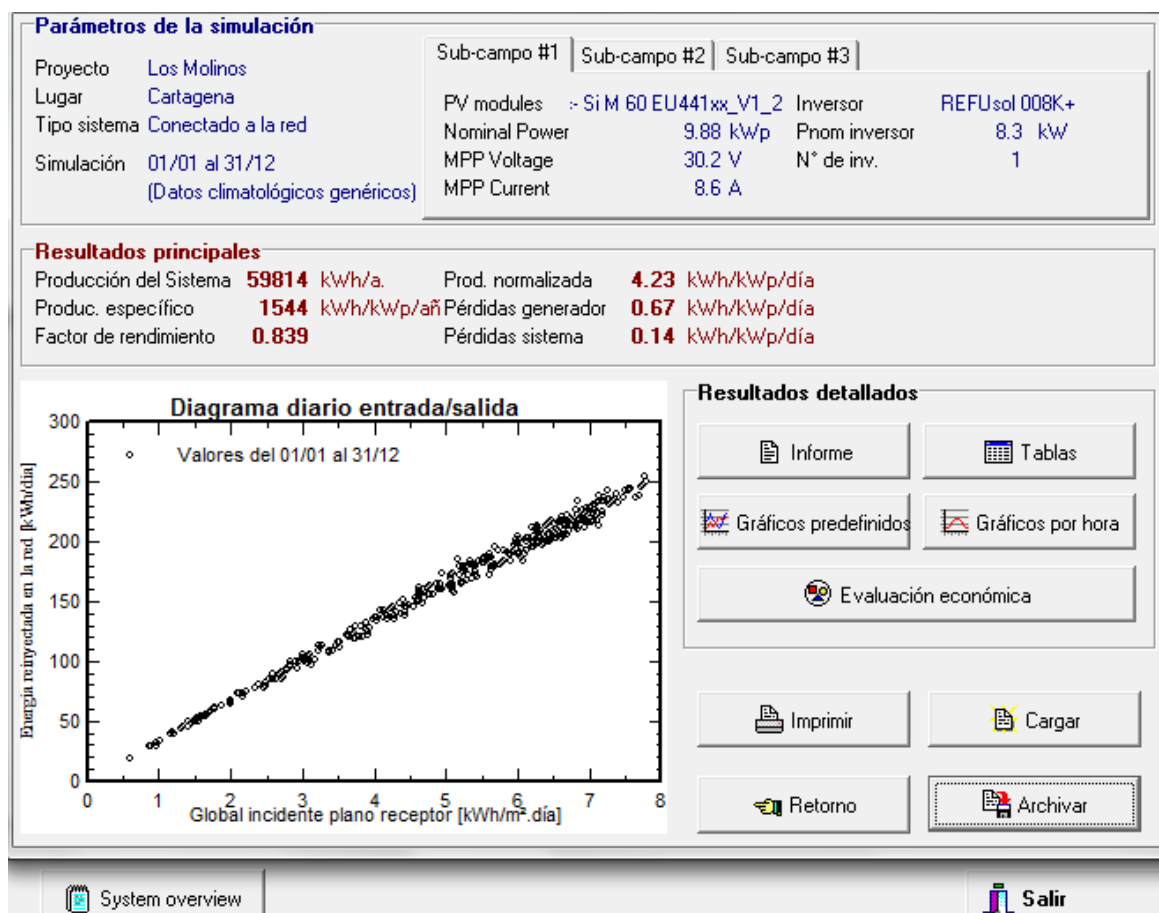


Ilustración 23 Ventana de resultados



6.3.8.6 Informe

En las siguientes páginas se recogen las hojas del informe.

PVSYST V6.23		29/05/14		Página 1/5	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto :		Los Molinos			
Lugar geográfico		Cartagena		País	España
Ubicación		Latitud	37.6°N	Longitud	1.0°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	26 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Cartagena	Síntesis - carm		
Variante de simulación :		Los molinos 45,4.			
		Fecha de simulación	29/05/14 17h58		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	45°	Acimut	-5°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generadores FV (3 Tipo de generador definido)					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	BSM c- Si M 60 EU441xx_V1_260 Wp	
			Fabricante	Bosch Solar Energy AG	
Sub-generador "Zona 3"		En serie	19 módulos	En paralelo	2 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	38	Pnom unitaria	260 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	9.88 kWp	En cond. funciona.	8.80 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	512 V	I mpp	17 A
Sub-generador "Zona 2"		En serie	17 módulos	En paralelo	3 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	51	Pnom unitaria	260 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	13.26 kWp	En cond. funciona.	11.81 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	458 V	I mpp	26 A
Sub-generador "Zona 1"		En serie	20 módulos	En paralelo	3 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	60	Pnom unitaria	260 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	15.60 kWp	En cond. funciona.	13.89 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	539 V	I mpp	26 A
Total		Potencia global generadores	Nominal (STC)	39 kWp	Total
		Superficie módulos	245 m²	Superf. célula	149 módulos
Sub-generador "Zona 3" : Inversor		Modelo	REFUsoI 008K+		
		Fabricante	REFUsoI GmbH		
Características		Tensión Funciona.	370-850 V	Pnom unitaria	8 kW AC
Sub-generador "Zona 2" : Inversor		Modelo	REFUsoI 013K+		
		Fabricante	REFUsoI GmbH		
Características		Tensión Funciona.	430-850 V	Pnom unitaria	13 kW AC
Sub-generador "Zona 1" : Inversor		Modelo	REFUsoI 013K+		
		Fabricante	REFUsoI GmbH		
Características		Tensión Funciona.	430-850 V	Pnom unitaria	13 kW AC
Factores de pérdida Generador FV					
Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas	3.0 %	
Factor de pérdidas térmicas			Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)
					0.0 W/m²K / m/s

S



PVSYST V6.23		29/05/14		Página 2/5	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)					
Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	498 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#2	297 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Generador#3	350 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	0.0 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Factores de pérdida del sistema					
	Cables	29 m 3x10 r	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

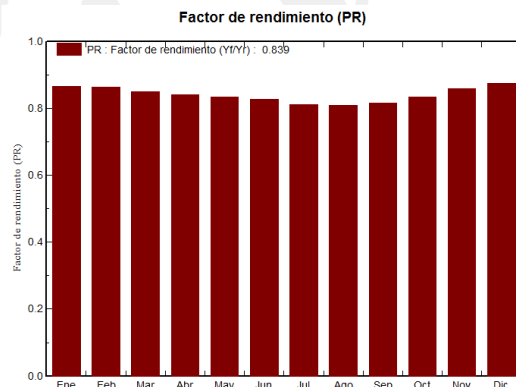
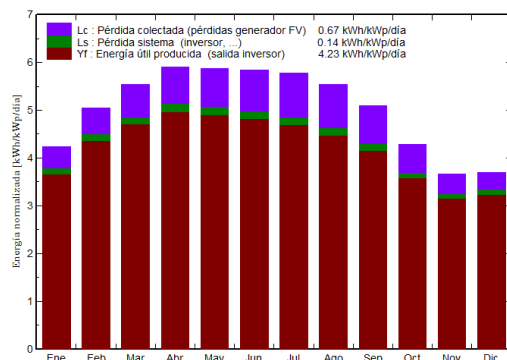
Proyecto : Los Molinos
Variante de simulación : Los molinos 45,4.

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV		inclinación	45°	acimut -5°
Módulos FV		BSM c- Si M	60 EU441xx_V1_260 Wp	Pnom 260 Wp
Generador FV		Nº de módulos	149	Pnom total 38.7 kWp
Inversor		Modelo	REFUso1 008K+	Pnom 8.25 kW ac
Inversor		Modelo	REFUso1 013K+	Pnom 13.00 kW ac
Banco de inversores		Nº de unidades	3.0	Pnom total 34.3 kW ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema **Energía producida 59.81 MWh/año** Producción específica 1544 kWh/kWp/año
Factor de rendimiento (PR) 83.9 %

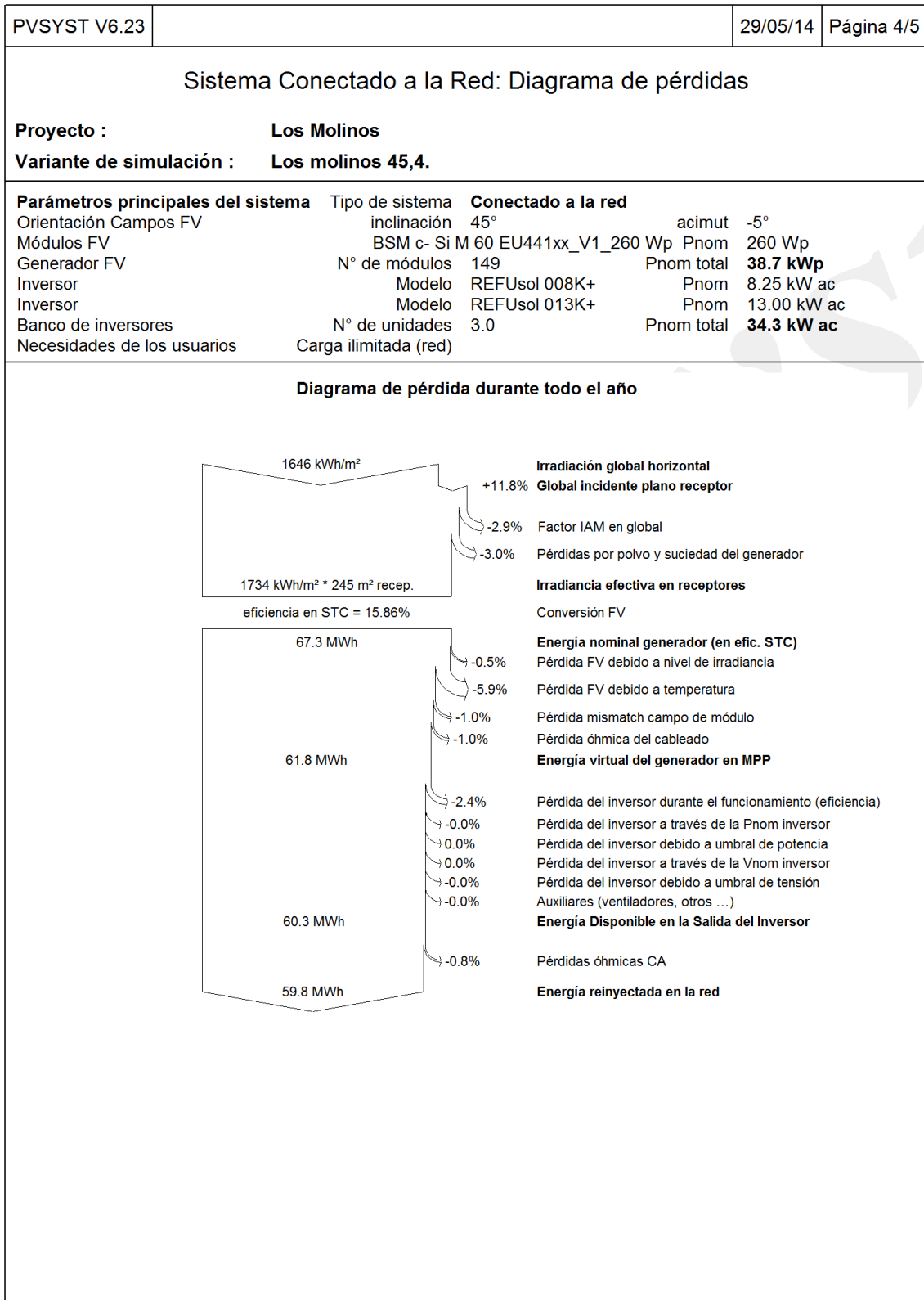
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 38.7 kWp

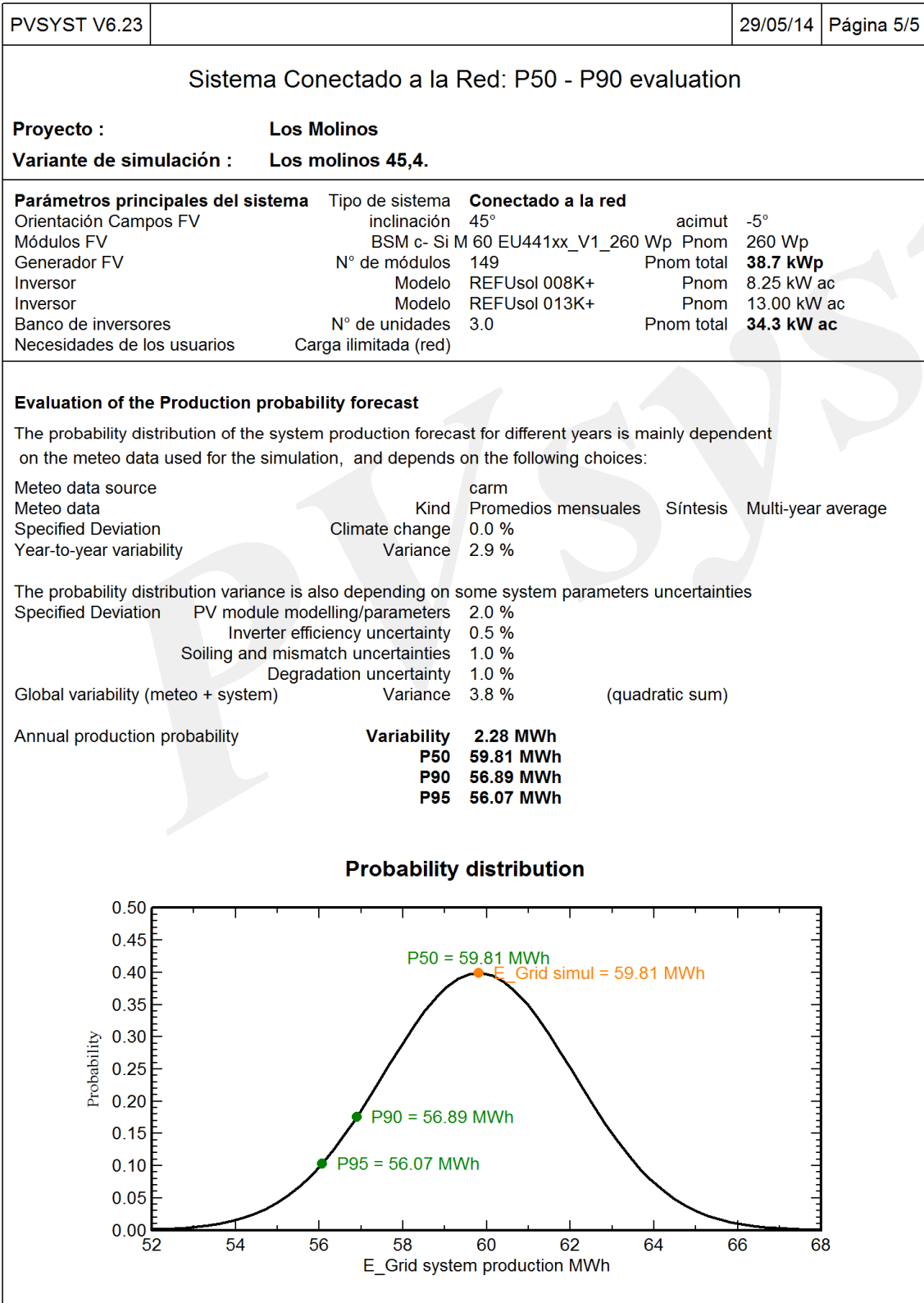


Los molinos 45,4. Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	75.2	13.00	131.2	124.8	4.557	4.411	14.18	13.73
Febrero	92.9	13.00	141.5	134.3	4.898	4.742	14.14	13.68
Marzo	140.0	15.10	171.7	162.2	5.841	5.654	13.90	13.45
Abril	171.4	16.00	177.2	166.5	5.974	5.780	13.77	13.32
Mayo	205.7	18.60	182.2	170.5	6.094	5.895	13.66	13.21
Junio	208.9	21.60	175.1	163.5	5.802	5.618	13.53	13.10
Julio	205.8	25.80	179.4	167.8	5.831	5.644	13.28	12.85
Agosto	177.1	26.50	171.7	161.0	5.560	5.380	13.22	12.79
Septiembre	134.2	24.40	152.9	144.2	4.993	4.832	13.33	12.90
Octubre	100.7	21.90	133.1	125.8	4.446	4.303	13.64	13.21
Noviembre	70.7	15.40	109.9	104.2	3.786	3.666	14.06	13.62
Diciembre	63.8	12.60	114.7	109.0	4.019	3.890	14.31	13.85
Año	1646.4	18.70	1840.7	1733.7	61.802	59.814	13.71	13.27

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta





6.3.9 Tablas

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.							3x PVC			3x XLPE o EPR ¹	
G		Cables unipolares separados mínimo D.									3x PVC		3x XLPE o EPR
Cobre		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 24. Intensidades máximas admisibles ITC-BT-19

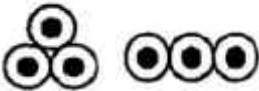

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 25. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

6.4 Presupuesto

Instalación fotovoltaica					
Código	unidad	Descripción	Precio	Medida	Pr.Partida
IF01	ud	Panel fotovoltaico Modelo 260W - c-Si M60 EU441 de Bosch	261,33	149	38938,17
IF02	ud	Inversor modelo 013K Refusol	2039,40	2	4078,80
IF03	ud	Inversor modelo 008K Refusol	1724,22	1	1724,22
IF06	m	Cable Solar 4 mm ² color negro -40/+120°+UV 0,6/1KV-Techno Sun.	2,21	110	243,10
IF07	m	Cable Solar 4 mm ² color rojo -40/+120°+UV 0,6/1KV-Techno Sun.	2,21	50	110,50
IF06	m	Cable Solar 6 mm ² color negro -40/+120°+UV 0,6/1KV-Techno Sun.	2,21	165	364,65
IF07	m	Cable Solar 6 mm ² color rojo -40/+120°+UV 0,6/1KV-Techno Sun.	2,21	80	176,80
IF08	ud	Armario de exterior fijación a superficie o estructura vertical, capacidad máxima 4 string, portafusibles e interruptor	640,27	3	1920,81
IF09	ud	Fusible 10x38 de 16A	0,44	9	3,96



IF10	m	Cable Solar 10 mm ² color negro -40/+120°+UV 0,6/1KV- Techno Sun.	3,19	15	47,85
IF11	m	Cable Solar 10 mm ² color rojo -40/+120°+UV 0,6/1KV- Techno Sun.	3,19	15	47,85
IF12	ud	Conector macho 4-6 mm ² C4 genérico de MC- Techno Sun	1,36	20	27,20
IF13	ud	Conector hembra 4-6 mm ² C4 genérico de MC- Techno Sun	1,36	20	27,20
IF14	m	Bandeja rejilla CF 30x200 EZ con tapa, instalación en suelo	25,34	20	506,80
IF15	m	Tubo HFXP Estándar. Tubo corrugado libre de halógenos estándar negro GTV 1610 diámetro 20mm. +10% en concepto de accesorios	1,93	15	28,95
IF16	m	Tubo HFIRM Ligero Gris. Tubo rígido libre de halógenos ligero GTV 1610 diámetro 25mm + 10% concepto de accesorios	5,30	80	424,00
IF17	ud	Estructura para paneles fotovoltaicos, inclinación ajustable entre 30° y 60°, atornillado directamente a la cubierta. Longitud 8,40 m. Aprox. 7 paneles en posición vertical. Con accesorios	317,69	12	3812,28
IF18	ud	Estructura para paneles fotovoltaicos, inclinación ajustable entre 30° y 60°, atornillado directamente a la cubierta. Longitud 4,20 m. Aprox. 4 paneles en posición vertical. Con accesorios	245,06	2	490,12
IF19	ud	Estructura para paneles fotovoltaicos, inclinación ajustable entre 30° y 60°, atornillado directamente a la cubierta. Longitud 8,40 m. Aprox. 4 paneles en posición horizontal o 5 en vertical. Con accesorios	256,21	13	3330,73
IF20	ud	Estructura para paneles fotovoltaicos, inclinación ajustable entre 30° y 60°, atornillado directamente a la cubierta. Longitud 4,20 m. Aprox. 2 paneles en posición horizontal. Con accesorios	115,31	1	115,31
IF21	ud	Estructura para paneles fotovoltaicos, inclinación ajustable entre 30° y 60°, atornillado directamente a la cubierta. Longitud 2,10 m. 1 panel en posición horizontal. Con accesorios	62,88	1	62,88
IF22	m	Cable unipolar RZ1-K (AS), no propagador de la llama, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 16 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina termoplástica libre de halógenos (Z1), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Color correspondiente.	3,61	250	902,50
	m	Cable 16 mm ² color amarillo- verde conexión a tierra	4,02	250	1005,00



IF23	ud	Cuadro para aparamenta eléctrica, safybox BRES, grado de protección IP66 e IK-10. Dimensiones: 600 x 500 x 230 mm + 10 % en accesorios	232,75	1	232,75
IF24	ud	Interruptor automático magnetotérmico, con 10 kA de poder de corte, de 32 A de intensidad nominal, curva C, tetrapolar (4P).	111,98	3	335,94
IF25	ud	Interruptor automático magnetotérmico, con 10 kA de poder de corte, de 63 A de intensidad nominal, curva C, tetrapolar (4P).	210,54	1	210,54
IF26	ud	Interruptor general manual. 100 ^a	22,10	1	22,10
	ud	Marquesina fábrica de ladrillo y cubierta de placas asfálticas, para la ubicación de los inversores.	260	1	260,00
Montaje y conexionado			5500	1	5500,00
Total ejecución material					64951,01
Seguridad y salud 5%					3247,55
Proyecto de ingeniería y dirección de obra 5%					3247,55
Base imponible					71446,11
Importe IVA (21%)					15003,68
Total presupuesto instalación Fotovoltaica					86449,79

6.5 Estudio de viabilidad

6.5.1 Justificación del autoconsumo

En la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico se recoge que:

"El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica complementaria será suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, estas no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable."

Debido a la ambigüedad del párrafo y a que todavía no se conoce los términos de la retribución y en qué casos se aplicará, vamos a considerar la venta en el mercado sin ayudas.

6.5.1.1 Ingresos por vertido a la red

En este apartado vamos a comparar los posibles ingresos que nos generaría el vertido total a la red. En este caso, no existe un precio fijo para el mercado diario, por lo tanto se realizará una estimación con los valores medios del precio de venta recogidos en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es)

Periodo	Mercado diario €/MWh
nov-12	43,60
dic-12	44,78
ene-13	52,91
feb-13	46,50
mar-13	28,08
abr-13	19,42
may-13	44,09
jun-13	41,99
jul-13	52,17
ago-13	48,92
sep-13	51,49
oct-13	52,62
Anual	43,88

Tabla 26. Precio medio diario mensual

Si vendiéramos toda la producción:

$$59,814 \text{ MWh} \cdot 43.88 \text{ €/MWh} = 2624.64 \text{ €/año}$$

6.5.1.2 Comparativa con el precio suministrado por la compañía

Puesto que disponemos de las facturas del centro, podemos comparar el precio que nos cuesta el Kwh con el precio que podríamos recibir en el mercado libre. Como la tarifa ha cambiado durante el periodo estudiado tomaremos de referencia la última factura, tomando los precios directamente.

El precio que podríamos obtener es:

ENERGÍA			
Potencia facturada	PP 45,9 kW x 4,576853 €/kW		210,08 €
	PLL 45,9 kW x 2,822422 €/kW		129,55 €
	PV 68 kW x 0,647214 €/kW		44,01 €
Total importes potencia			383,64 €
Energía facturada	P 2.042 kWh x 0,113091 €/kWh		230,93 €
	LL 2.379 kWh x 0,098893 €/kWh		235,27 €
	V 1.118 kWh x 0,066484 €/kWh		74,33 €
Total Energía 5.539 kWh			540,53 €

Ilustración 24. Recorte de la factura del centro.

$$43.88 \text{ (€/MWh)} / 1000 \text{ (kWh/MWh)} = 0.04388 \text{ €/kWh}$$

Comparamos unos valores con otros:

- Periodo punta: $0.113091 > 0.04388$
- Periodo llano: $0.098893 > 0.04388$
- Periodo valle: $0.066484 > 0.04388$



Queda así constancia de que nos interesa el autoconsumo. Pero, debido al horario del centro y la distribución de su consumo, no podremos evitar ceder energía a la red.

6.5.2 Ingresos/ ahorro esperado

En este apartado vamos a estimar los ingresos o el ahorro que podemos esperar de la instalación teniendo en cuenta las siguientes situaciones:

- El consumo del centro se produce sólo en los días considerados lectivos, dentro del horario de apertura del centro.
- Se desconoce la distribución del consumo instantáneo a lo largo del día, siendo posible un excedente de producción en un momento puntual del día y un defecto en otro.

La distribución del número de días lectivos de un año escolar a otro no varía demasiado, por eso vamos a tomar como referencia el curso escolar 2012-2013.

A continuación organizamos en tablas los diferentes supuestos que nos permitan evaluar los beneficios y el ahorro producido.

6.5.2.1 Supuesto 1

En este supuesto consideramos que toda la energía que se produce en un día lectivo es consumida por el sistema, considerando el mes de julio y agosto sin consumo. Además el ahorro ha sido calculado con el precio del periodo de facturación llano.

	E_Grid	Días/Mes	Días Lec	E_Grid/Día	E. Aut.	E. Ven	Ahorro	Ingreso
	kWh		Curso12/13	Kwh/día	Kwh	Kwh	€	€
Enero	4411,00	31,00	17,00	142,29	2418,94	1992,06	239,22	87,41
Febrero	4742,00	28,00	19,00	169,36	3217,79	1524,21	318,22	66,88
Marzo	5654,00	31,00	14,00	182,39	2553,42	3100,58	252,52	136,05
Abril	5780,00	30,00	21,00	192,67	4046,00	1734,00	400,12	76,09
Mayo	5895,00	31,00	21,00	190,16	3993,39	1901,61	394,92	83,44
Junio	5618,00	30,00	17,00	187,27	3183,53	2434,47	314,83	106,82
Julio	5644,00	31,00	0,00	182,06	0,00	5644,00	0,00	247,66
Agosto	5380,00	31,00	0,00	173,55	0,00	5380,00	0,00	236,07
Septiembre	4832,00	30,00	13,00	161,07	2093,87	2738,13	207,07	120,15
Octubre	4303,00	31,00	22,00	138,81	3053,74	1249,26	301,99	54,82
Noviembre	3666,00	30,00	20,00	122,20	2444,00	1222,00	241,69	53,62
Diciembre	3890,00	31,00	13,00	125,48	1631,29	2258,71	161,32	99,11
Total							2831,90	1368,14

Tabla 27. Supuesto 1

Ahorro e ingreso total: 4199,14 €

6.5.2.2 Supuesto 2

Como se puede observar en el apartado 4. Análisis del Consumo, durante el mes de agosto y julio se sigue teniendo consumo. Observando los consumos de estos meses vamos a estimar el consumo de julio en 15 día laborables y 10 días en agosto. El precio para calcular el ahorro es la media ponderada, en función de la distribución de la factura, entre el precio en hora punta y el precio de



llano, el precio de valle lo descartamos debido a que el horario no coincide con las horas de generación.

	E_Grid	Días/Mes	Días Lec	E_Grid/Día	E. Aut.	E. Ven	Ahorro	Ingreso
	kWh		Curso12/13	Kwh/día	Kwh	Kwh	€	€
Enero	4411,00	31,00	17,00	142,29	2418,94	1992,06	250,74	87,41
Febrero	4742,00	28,00	19,00	169,36	3217,79	1524,21	333,54	66,88
Marzo	5654,00	31,00	14,00	182,39	2553,42	3100,58	264,68	136,05
Abril	5780,00	30,00	21,00	192,67	4046,00	1734,00	419,39	76,09
Mayo	5895,00	31,00	21,00	190,16	3993,39	1901,61	413,94	83,44
Junio	5618,00	30,00	17,00	187,27	3183,53	2434,47	329,99	106,82
Julio	5644,00	31,00	15,00	182,06	2730,97	2913,03	283,08	127,82
Agosto	5380,00	31,00	10,00	173,55	1735,48	3644,52	179,89	159,92
Septiembre	4832,00	30,00	13,00	161,07	2093,87	2738,13	217,04	120,15
Octubre	4303,00	31,00	22,00	138,81	3053,74	1249,26	316,54	54,82
Noviembre	3666,00	30,00	20,00	122,20	2444,00	1222,00	253,34	53,62
Diciembre	3890,00	31,00	13,00	125,48	1631,29	2258,71	169,09	99,11
Total							3431,28	1172,15

Tabla 28. Supuesto 2

Ahorro e ingreso total: 4603,43 €

6.5.2.3 Supuesto 3

Como se ha observado en las facturas también existe consumo en días no lectivos, por ello en este supuesto consideraremos que en un día lectivo consumimos el 85% y vendemos el 15% de la energía producida, mientras que en los días no lectivos consumimos solo el 15% y vendemos el 85%. El precio para el cálculo del ahorro va a ser como en el "supuesto 2" la media ponderada del precio punta y el precio llano.

	E_Grid	Días/Mes	Días Lab	E_Grid/Día	E. Aut.	E. Ven	Ahorro	Ingreso
	kWh		Curso12/13	Kwh/día	Kwh	Kwh	€	€
Enero	4411,00	31,00	17,00	142,29	2354,90	2056,10	244,10	90,22
Febrero	4742,00	28,00	19,00	169,36	2963,75	1778,25	307,21	78,03
Marzo	5654,00	31,00	14,00	182,39	2635,49	3018,51	273,19	132,45
Abril	5780,00	30,00	21,00	192,67	3699,20	2080,80	383,45	91,31
Mayo	5895,00	31,00	21,00	190,16	3679,62	2215,38	381,42	97,21
Junio	5618,00	30,00	17,00	187,27	3071,17	2546,83	318,35	111,75
Julio	5644,00	31,00	0,00	182,06	846,60	4797,40	87,76	210,51
Agosto	5380,00	31,00	0,00	173,55	807,00	4573,00	83,65	200,66
Septiembre	4832,00	30,00	13,00	161,07	2190,51	2641,49	227,06	115,91
Octubre	4303,00	31,00	22,00	138,81	2783,07	1519,93	288,48	66,69
Noviembre	3666,00	30,00	20,00	122,20	2260,70	1405,30	234,34	61,66
Diciembre	3890,00	31,00	13,00	125,48	1725,40	2164,60	178,85	94,98
Total							3007,84	1351,40

Tabla 29. Supuesto 3

Ahorro e ingreso total: 4358.74 €

6.5.2.4 Supuesto 4

Este supuesto es el más conservador, se considera que en los días no lectivos toda la producción es vendida, y en los días lectivos solo somos capaces de consumir el 75% de lo producido, el resto se verterá a la red.

	E_Grid	Días/Mes	Días Lab	E_Grid/Día	E. Aut.	E. Ven	Ahorro	Ingreso
	kWh		Curso12/13	Kwh/día	Kwh	Kwh	€	€
Enero	4411,00	31,00	17,00	142,29	1814,20	2596,80	188,05	113,95
Febrero	4742,00	28,00	19,00	169,36	2413,34	2328,66	250,16	102,18
Marzo	5654,00	31,00	14,00	182,39	1915,06	3738,94	198,51	164,06
Abril	5780,00	30,00	21,00	192,67	3034,50	2745,50	314,55	120,47
Mayo	5895,00	31,00	21,00	190,16	2995,04	2899,96	310,46	127,25
Junio	5618,00	30,00	17,00	187,27	2387,65	3230,35	247,50	141,75
Julio	5644,00	31,00	0,00	182,06	0,00	5644,00	0,00	247,66
Agosto	5380,00	31,00	0,00	173,55	0,00	5380,00	0,00	236,07
Septiembre	4832,00	30,00	13,00	161,07	1570,40	3261,60	162,78	143,12
Octubre	4303,00	31,00	22,00	138,81	2290,31	2012,69	237,40	88,32
Noviembre	3666,00	30,00	20,00	122,20	1833,00	1833,00	190,00	80,43
Diciembre	3890,00	31,00	13,00	125,48	1223,47	2666,53	126,82	117,01
Total							2226,23	1682,27

Tabla 30. Supuesto 4

Ahorro e ingreso total: 3908,5 €

6.5.2.5 Supuesto 5

Actualmente se está estudiando la implantación del balance neto. El balance neto consiste básicamente en compensar la energía de los periodos de consumo, con el exceso de los periodos de producción, como disponer de una gran batería. Suponiendo que la compensación de saldo se pueda realizar a lo largo de todo un año. El ahorro anual sería, tomando como precio el valor medio del precio de la energía consumida en el periodo llano y punta:

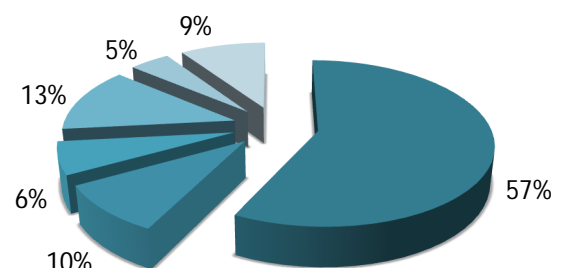
$$59814 \text{ Kwh} \cdot (66,45\% \cdot 0.098893 + 33,55\% \cdot 0.113091) = 6200,10 \text{ €}$$

6.5.3 Inversión

El presupuesto asciende a 86449,79 €, incluyendo los conceptos de ejecución material, seguridad y salud, honorarios proyecto de ingeniería y dirección de obra e impuestos.

Un resumen del presupuesto de ejecución material es el siguiente.

Descripción	Pr.Partida
Panel fotovoltaico	38938,17
Inversores	5803,02
Cableados, canalizaciones y conexiones	3912,40
Estructuras	7811,32
Protecciones	2726,10
Resto	5760,00
Total	64951,01



■ Panel fotovoltaico ■ Inversores ■ Cableados, canalizaciones y conexiones ■ Estructuras ■ Protecciones ■ Resto



Se observa como el precio del panel solar es determinante en precio final, él solo supone más del 50 % del precio de ejecución material de la instalación.

6.5.4 Subvenciones o ayudas

Actualmente no existen planes de ayudas o subvenciones a nivel nacional para este tipo de instalación. Existen algunas campañas privadas y a nivel autonómico pero no se realizan con periodicidad. Por ejemplo en Junio del 2013 la Región de Murcia convoco ayudas para este tipo de instalaciones que, resumiendo, subvencionaba hasta el 60% del presupuesto de ejecución material y un máximo de 60 000 € dependiendo del tipo de instalación.

En el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se establece que el Gobierno aprobará un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. El nuevo régimen retributivo se basará en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional.

Se articulará una retribución que permitirá a las instalaciones renovables, a las de cogeneración y residuos cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

6.5.5 Financiación

Al tratarse de un centro de enseñanza público, económicamente depende del Ministerio de Educación. La opción de financiación externa, encarecería la instalación, por lo que para el estudio inicial supondremos que se financia al 0% de interés, mediante partida presupuestaria del Ministerio de Educación.

6.5.6 Cálculo de flujos de caja.

Para el cálculo de los flujos de caja, se van a aplicar distintos supuestos de producción. Datos comunes para todos los supuestos:

- Reducción de la producción: según las especificaciones técnicas los paneles solares funcionan los 10 primeros años por encima del 90% de sus características de diseño y hasta los 25 años por encima del 80%.
- Incremento del precio de la energía: el ahorro depende del precio de la electricidad. En la siguiente gráfica se representa la evolución del precio de la electricidad para consumidores entre 20 Mwh y 500Mwh, según Eurostat.

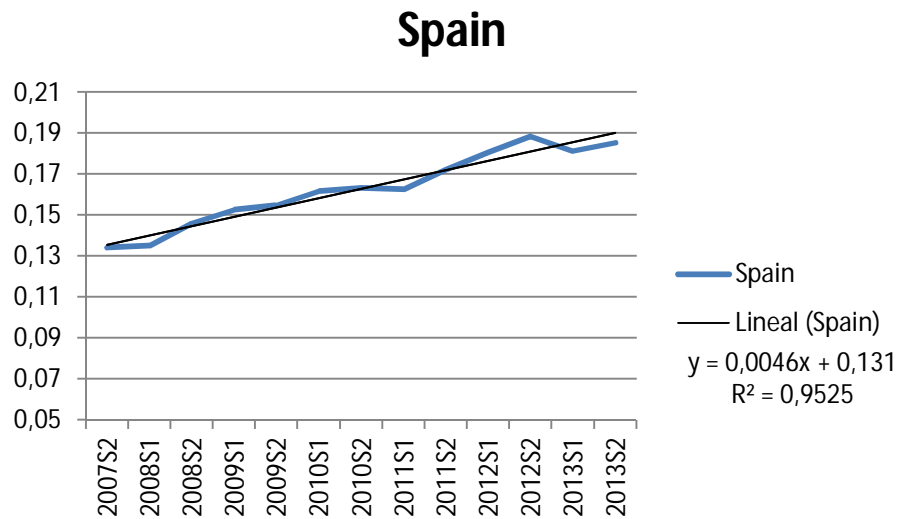


Gráfico 3. Evolución del precio de la electricidad, consumidores entre 20Mwh y 500Mwh

La pendiente de la recta representa el incremento del precio por semestre. Por lo tanto vamos a suponer un incremento anual de 0,92 % en el precio de la electricidad.

- El precio de venta de la energía lo vamos a considerar constante.

6.5.6.1 Supuesto 1

En este supuesto se considera:

- El precio de la luz: a precio del periodo llano.
- Se considera que somos capaces de autoconsumir toda la energía producida en los días laborables.
- La energía producida en días no laborables se vierte a la red.

Δ precio luz 0,92%

Δ producción: la producción se sitúa por encima 90% los 10 primeros años y el 80% hasta el año 25

Pr ahorro: 0,098893

IVA: 21%

Pr venta: 0,04388

I. sobre electricidad: 4.864%

Año	E.Auto	Pr ahorro	Ahorro	A. acu	E.vendida	Pr ven	Ingresos	Ing.Acu	Ing+ahorro
1	28635,96	0,0989	3593,26	3593,26	31179,04	0,04388	1368,14	1368,14	4961,40
2	28317,78	0,0998	3586,03	7179,29	30832,61	0,04388	1352,93	2721,07	9900,36
3	27999,61	0,1007	3578,36	10757,65	30486,17	0,04388	1337,73	4058,80	14816,45
4	27681,43	0,1016	3570,24	14327,89	30139,74	0,04388	1322,53	5381,34	19709,23
5	27363,25	0,1026	3561,67	17889,56	29793,30	0,04388	1307,33	6688,67	24578,23
6	27045,07	0,1035	3552,64	21442,21	29446,87	0,04388	1292,13	7980,79	29423,00
7	26726,90	0,1045	3543,15	24985,36	29100,44	0,04388	1276,93	9257,72	34243,08
8	26408,72	0,1054	3533,18	28518,53	28754,00	0,04388	1261,73	10519,45	39037,98
9	26090,54	0,1064	3522,72	32041,26	28407,57	0,04388	1246,52	11765,97	43807,23
10	25772,36	0,1074	3511,78	35553,03	28061,14	0,04388	1231,32	12997,29	48550,33
11	25581,46	0,1084	3517,83	39070,86	27853,28	0,04388	1222,20	14219,50	53290,36
12	25390,55	0,1094	3523,70	42594,56	27645,42	0,04388	1213,08	15432,58	58027,14
13	25199,64	0,1104	3529,38	46123,95	27437,56	0,04388	1203,96	16636,54	62760,48
14	25008,74	0,1114	3534,87	49658,81	27229,70	0,04388	1194,84	17831,38	67490,19
15	24817,83	0,1124	3540,16	53198,97	27021,83	0,04388	1185,72	19017,09	72216,07
16	24626,93	0,1135	3545,24	56744,22	26813,97	0,04388	1176,60	20193,69	76937,91
17	24436,02	0,1145	3550,13	60294,34	26606,11	0,04388	1167,48	21361,17	81655,51
18	24245,11	0,1156	3554,80	63849,14	26398,25	0,04388	1158,36	22519,52	86368,66
19	24054,21	0,1166	3559,25	67408,39	26190,39	0,04388	1149,23	23668,76	91077,15
20	23863,30	0,1177	3563,49	70971,88	25982,53	0,04388	1140,11	24808,87	95780,75
21	23672,39	0,1188	3567,50	74539,38	25774,67	0,04388	1130,99	25939,86	100479,25
22	23481,49	0,1199	3571,29	78110,67	25566,81	0,04388	1121,87	27061,74	105172,41
23	23290,58	0,1210	3574,84	81685,51	25358,95	0,04388	1112,75	28174,49	109860,00
24	23099,67	0,1221	3578,16	85263,67	25151,09	0,04388	1103,63	29278,12	114541,79
25	22908,77	0,1232	3581,24	88844,91	24943,23	0,04388	1094,51	30372,63	119217,53

El retorno de la inversión se consigue en el año 19. Al final de los 25 años de garantía se ha obtenido unos ingresos netos 32.767,74 €



6.5.6.2 Supuesto 2

Condiciones del supuesto

- Consumo en los meses de julio y agosto
- Precio ahorro media ponderada: tenemos en cuenta que la producción se produciría en periodo de punta y llano (66,45% llano y 33,55% punta).

$$\text{Precio} = 0,6645 \cdot 0,098893 + 0,3355 \cdot 0,113091 = 0,1037$$

Δ precio luz 0,92%

Δ producción: la producción se sitúa por encima 90% los 10 primeros años y el 80% hasta el año 25

Pr ahorro: 0,1037

Pr venta: 0,04388

Año	E.Auto	Pr ahorro	Ahorro	A. acu	E.vendida	Pr ven	Ingresos	Ing.Acu	Ing+ahorro
1	33102,41	0,1037	4355,62	4355,62	26712,59	0,04388	1172,15	1172,15	5527,77
2	32734,61	0,1047	4346,85	8702,47	26415,78	0,04388	1159,12	2331,27	11033,75
3	32366,80	0,1056	4337,55	13040,03	26118,98	0,04388	1146,10	3477,37	16517,40
4	31999,00	0,1066	4327,71	17367,74	25822,17	0,04388	1133,08	4610,45	21978,19
5	31631,19	0,1076	4317,33	21685,07	25525,36	0,04388	1120,05	5730,50	27415,57
6	31263,39	0,1086	4306,38	25991,46	25228,56	0,04388	1107,03	6837,53	32828,99
7	30895,58	0,1096	4294,87	30286,33	24931,75	0,04388	1094,01	7931,54	38217,87
8	30527,78	0,1106	4282,79	34569,12	24634,94	0,04388	1080,98	9012,52	43581,64
9	30159,97	0,1116	4270,11	38839,23	24338,14	0,04388	1067,96	10080,48	48919,71
10	29792,17	0,1126	4256,85	43096,08	24041,33	0,04388	1054,93	11135,41	54231,49
11	29571,49	0,1136	4264,19	47360,26	23863,25	0,04388	1047,12	12182,53	59542,79
12	29350,80	0,1147	4271,30	51631,56	23685,16	0,04388	1039,30	13221,83	64853,40
13	29130,12	0,1157	4278,19	55909,75	23507,08	0,04388	1031,49	14253,32	70163,07
14	28909,44	0,1168	4284,84	60194,59	23328,99	0,04388	1023,68	15277,00	75471,59
15	28688,76	0,1179	4291,25	64485,84	23150,91	0,04388	1015,86	16292,86	80778,70
16	28468,07	0,1190	4297,41	68783,25	22972,83	0,04388	1008,05	17300,91	86084,16
17	28247,39	0,1201	4303,33	73086,58	22794,74	0,04388	1000,23	18301,14	91387,73
18	28026,71	0,1212	4308,99	77395,57	22616,66	0,04388	992,42	19293,56	96689,14
19	27806,03	0,1223	4314,39	81709,97	22438,57	0,04388	984,60	20278,17	101988,14
20	27585,34	0,1234	4319,53	86029,50	22260,49	0,04388	976,79	21254,96	107284,46
21	27364,66	0,1245	4324,40	90353,89	22082,41	0,04388	968,98	22223,93	112577,83
22	27143,98	0,1257	4328,99	94682,88	21904,32	0,04388	961,16	23185,10	117867,97
23	26923,29	0,1268	4333,29	99016,17	21726,24	0,04388	953,35	24138,44	123154,62
24	26702,61	0,1280	4337,31	103353,49	21548,15	0,04388	945,53	25083,98	128437,46
25	26481,93	0,1292	4341,04	107694,53	21370,07	0,04388	937,72	26021,69	133716,22

El retorno de la inversión se consigue en el año 17. Al final de los 25 años de garantía se ha obtenido unos ingresos netos 47.266,43 €



6.5.6.3 Supuesto 3

Condiciones de supuesto:

- Días lectivos: consumimos 85%, y vendemos 15%
- Días no lectivos: consumimos 15% y vendemos 85%
- Precio ahorro: media ponderada de los periodos llano y punta.

Δ precio luz 0,92%

Δ producción: la producción se sitúa por encima 90% los 10 primeros años y el 80% hasta el año 25

Pr ahorro: 0,1037 IVA: 21%

Pr venta: 0,04388 I. sobre electricidad: 4,864%

Año	E.Auto	Pr ahorro	Ahorro	A. acu	E.vendida	Pr ven	Ingresos	Ing.Acu	Ing+ahorro
1	29017,42	0,1037	3818,12	3818,12	30797,58	0,04388	1351,40	1351,40	5169,52
2	28695,01	0,1047	3810,43	7628,55	30455,38	0,04388	1336,38	2687,78	10316,33
3	28372,59	0,1056	3802,28	11430,83	30113,19	0,04388	1321,37	4009,15	15439,98
4	28050,17	0,1066	3793,66	15224,48	29770,99	0,04388	1306,35	5315,50	20539,98
5	27727,76	0,1076	3784,55	19009,03	29428,80	0,04388	1291,34	6606,83	25615,87
6	27405,34	0,1086	3774,96	22783,99	29086,60	0,04388	1276,32	7883,15	30667,14
7	27082,93	0,1096	3764,87	26548,86	28744,41	0,04388	1261,30	9144,46	35693,32
8	26760,51	0,1106	3754,27	30303,13	28402,21	0,04388	1246,29	10390,75	40693,88
9	26438,10	0,1116	3743,16	34046,29	28060,02	0,04388	1231,27	11622,02	45668,31
10	26115,68	0,1126	3731,53	37777,82	27717,82	0,04388	1216,26	12838,28	50616,10
11	25922,23	0,1136	3737,97	41515,79	27512,50	0,04388	1207,25	14045,53	55561,31
12	25728,78	0,1147	3744,20	45259,99	27307,19	0,04388	1198,24	15243,77	60503,76
13	25535,33	0,1157	3750,24	49010,23	27101,87	0,04388	1189,23	16433,00	65443,23
14	25341,88	0,1168	3756,07	52766,30	26896,55	0,04388	1180,22	17613,22	70379,52
15	25148,43	0,1179	3761,69	56527,99	26691,23	0,04388	1171,21	18784,43	75312,42
16	24954,98	0,1190	3767,09	60295,08	26485,92	0,04388	1162,20	19946,63	80241,71
17	24761,53	0,1201	3772,28	64067,36	26280,60	0,04388	1153,19	21099,82	85167,19
18	24568,08	0,1212	3777,24	67844,61	26075,28	0,04388	1144,18	22244,01	90088,61
19	24374,63	0,1223	3781,98	71626,58	25869,97	0,04388	1135,17	23379,18	95005,76
20	24181,18	0,1234	3786,48	75413,06	25664,65	0,04388	1126,16	24505,35	99918,41
21	23987,74	0,1245	3790,75	79203,81	25459,33	0,04388	1117,16	25622,50	104826,31
22	23794,29	0,1257	3794,77	82998,58	25254,01	0,04388	1108,15	26730,65	109729,22
23	23600,84	0,1268	3798,54	86797,12	25048,70	0,04388	1099,14	27829,78	114626,91
24	23407,39	0,1280	3802,07	90599,19	24843,38	0,04388	1090,13	28919,91	119519,10
25	23213,94	0,1292	3805,34	94404,53	24638,06	0,04388	1081,12	30001,03	124405,56

El retorno de la inversión se consigue en el año 18. Al final de los 25 años de garantía se ha obtenido unos ingresos netos 38.327,36 €



6.5.6.4 Supuesto 4

El supuesto más conservador:

- Días laborables: autoconsumido 75% y vertido a red 25%
- Días no laborables: 100% vertido a red
- Precio electricidad: media ponderada de los periodos llano y punta.

Δ precio luz 0,92%

Δ producción: la producción se sitúa por encima 90% los 10 primeros años y el 80% hasta el año 25

Pr ahorro: 0,1037

IVA: 21%

Pr venta: 0,04388

I. sobre electricidad: 4,864%

Año	E.Auto	Pr ahorro	Ahorro	A. acu	E.vendida	Pr ven	Ingresos	Ing.Acu	Ing+ahorro
1	21476,97	0,1037	2825,94	2825,94	38338,03	0,04388	1682,27	1682,27	4508,22
2	21238,34	0,1047	2820,25	5646,20	37912,05	0,04388	1663,58	3345,85	8992,05
3	20999,70	0,1056	2814,22	8460,42	37486,07	0,04388	1644,89	4990,74	13451,16
4	20761,07	0,1066	2807,84	11268,26	37060,10	0,04388	1626,20	6616,94	17885,20
5	20522,44	0,1076	2801,10	14069,36	36634,12	0,04388	1607,51	8224,44	22293,80
6	20283,80	0,1086	2794,00	16863,35	36208,14	0,04388	1588,81	9813,26	26676,61
7	20045,17	0,1096	2786,53	19649,89	35782,16	0,04388	1570,12	11383,38	31033,26
8	19806,54	0,1106	2778,69	22428,57	35356,18	0,04388	1551,43	12934,81	35363,38
9	19567,91	0,1116	2770,47	25199,04	34930,21	0,04388	1532,74	14467,55	39666,59
10	19329,27	0,1126	2761,86	27960,90	34504,23	0,04388	1514,05	15981,59	43942,49
11	19186,09	0,1136	2766,62	30727,52	34248,64	0,04388	1502,83	17484,42	48211,94
12	19042,91	0,1147	2771,24	33498,75	33993,05	0,04388	1491,62	18976,04	52474,79
13	18899,73	0,1157	2775,70	36274,46	33737,47	0,04388	1480,40	20456,44	56730,89
14	18756,55	0,1168	2780,02	39054,48	33481,88	0,04388	1469,18	21925,62	60980,10
15	18613,37	0,1179	2784,18	41838,65	33226,29	0,04388	1457,97	23383,59	65222,25
16	18470,19	0,1190	2788,18	44626,83	32970,71	0,04388	1446,75	24830,35	69457,18
17	18327,01	0,1201	2792,02	47418,85	32715,12	0,04388	1435,54	26265,89	73684,74
18	18183,83	0,1212	2795,69	50214,54	32459,53	0,04388	1424,32	27690,21	77904,75
19	18040,65	0,1223	2799,20	53013,74	32203,95	0,04388	1413,11	29103,32	82117,06
20	17897,47	0,1234	2802,53	55816,26	31948,36	0,04388	1401,89	30505,21	86321,48
21	17754,30	0,1245	2805,68	58621,95	31692,77	0,04388	1390,68	31895,89	90517,84
22	17611,12	0,1257	2808,66	61430,61	31437,18	0,04388	1379,46	33275,36	94705,97
23	17467,94	0,1268	2811,46	64242,07	31181,60	0,04388	1368,25	34643,60	98885,67
24	17324,76	0,1280	2814,07	67056,13	30926,01	0,04388	1357,03	36000,64	103056,77
25	17181,58	0,1292	2816,48	69872,62	30670,42	0,04388	1345,82	37346,46	107219,07

El retorno de la inversión se consigue en el año 21. Al final de los 25 años de garantía se ha obtenido unos ingresos netos 20.769,28 €

6.5.6.5 Supuesto 5

Considerando la eliminación de la primas, la mejor circunstancia que se podría dar sería el balance neto, que nos permitirá diferir el uso de la energía producida a lo largo del año.

Δ precio luz: 0,92%

Δ producción: la producción se sitúa por encima 90% los 10 primeros años y el 80% hasta el año 25

Pr ahorro: 0,1037

Pr venta: 0,04388

Año	E.Auto	Pr ahorro	Ahorro	A. acu
1	59815,00	0,1037	7870,47	7870,47
2	59150,39	0,1047	7854,62	15725,09
3	58485,78	0,1056	7837,82	23562,91
4	57821,17	0,1066	7820,04	31382,96
5	57156,56	0,1076	7801,27	39184,23
6	56491,94	0,1086	7781,50	46965,73
7	55827,33	0,1096	7760,70	54726,43
8	55162,72	0,1106	7738,86	62465,29
9	54498,11	0,1116	7715,96	70181,25
10	53833,50	0,1126	7691,98	77873,23
11	53434,73	0,1136	7705,25	85578,48
12	53035,97	0,1147	7718,11	93296,58
13	52637,20	0,1157	7730,55	101027,13
14	52238,43	0,1168	7742,56	108769,70
15	51839,67	0,1179	7754,15	116523,85
16	51440,90	0,1190	7765,29	124289,14
17	51042,13	0,1201	7775,98	132065,12
18	50643,37	0,1212	7786,21	139851,33
19	50244,60	0,1223	7795,97	147647,30
20	49845,83	0,1234	7805,25	155452,56
21	49447,07	0,1245	7814,05	163266,60
22	49048,30	0,1257	7822,34	171088,94
23	48649,53	0,1268	7830,12	178919,06
24	48250,77	0,1280	7837,39	186756,45
25	47852,00	0,1292	7844,12	194600,57

El retorno de la inversión se consigue en el año 12. Al final de los 25 años de garantía se ha obtenido unos ingresos netos 108.150,78 €.

6.5.7 VAN y TIR

Para estudiar la rentabilidad de la instalación se puede recurrir a dos parámetros financieros, el Valor Actualizado Neto y la Tasa Interna de Retorno.

- Valor actualizado Neto, VAN: se trata de comparar la suma de los flujos de caja actualizados según una tasa de actualización constante. Se han tomado dos supuestos de tasa de actualización, 5% y 2,65% que es el valor del bono a diez años de España
- Tasa Interna de Retorno, TIR: es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 4	Supuesto 5
VAN (2,65%)	190,18 €	10.384,81 €	4.114,04 €	-8.216,79 €	53.127,01 €
VAN (5%)	-17.941,92 €	-10.209,80 €	-14.956,48 €	-24.299,22 €	22.164,45 €
TIR	3%	4%	3%	2%	8%

6.5.8 Estudio Sensibilidad

La viabilidad del proyecto depende básicamente del precio de los paneles fotovoltaicos y del precio de la electricidad. La variación del precio de la electricidad se ha tenido en cuenta durante el cálculo de los flujos de caja. En este apartado se tendrá en cuenta la posible variación del precio de las placas.

Δ Pr. Placas		Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 4	Supuesto 5
-10%	VN	37.950,41 €	52.449,10 €	43.510,03 €	25.951,95 €	113.333,45 €
	VAN (2,65%)	5.239,05 €	15.433,68 €	9.162,91 €	-3.167,92 €	58.175,88 €
	VAN (5%)	-13.006,04 €	-5.273,93 €	-10.020,61 €	-19.363,35 €	27.100,33 €
	TIR	3%	4%	4%	2%	8%
-20%	VN	43.133,08 €	57.631,77 €	48.692,70 €	31.134,62 €	118.516,12 €
	VAN (2,65%)	10.287,92 €	20.482,56 €	14.211,79 €	1.880,95 €	63.224,76 €
	VAN (5%)	-8.070,17 €	-338,05 €	-5.084,74 €	-14.427,47 €	32.036,20 €
	TIR	4%	5%	4%	3%	9%
-25%	VN	45.724,42 €	60.223,10 €	51.284,04 €	33.725,96 €	121.107,45 €
	VAN (2,65%)	12.812,36 €	23.006,99 €	16.736,23 €	4.405,39 €	65.749,20 €
	VAN (5%)	-5.602,23 €	2.129,89 €	-2.616,80 €	-11.959,54 €	34.504,14 €
	TIR	4%	5%	5%	3%	10%



6.6 Pliego de condiciones técnicas

6.6.1 Objeto

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de nuestra instalación solar fotovoltaica conectada a red. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.

6.6.2 Documentos que definen las obras

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Descripción, que se incluyen en el presente Documento.

Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en este último documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

6.6.3 Componentes y materiales

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.



Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones a título orientativo. La elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador, en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador.

Los materiales seleccionados cumplirán con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes. La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano.

6.6.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales, en caso de existir, serán de aluminio o acero inoxidable. Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas (color, dimensiones, etc.).

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales del generador. La estructura del generador se conectará a tierra.

6.6.3.2 Estructura de soporte

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación CTE. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.



Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

La estructura soporte será calculada según el código técnico de la edificación CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

6.6.3.3 Generador Fotovoltáico

La ubicación, orientación e inclinación del generador fotovoltaico serán las descritas en la Memoria. En cualquier caso, formará parte del proyecto constructivo, el cálculo de la producción eléctrica esperada y su justificación en base a datos de radiación estadísticos y algoritmos de cálculo reconocidos.

6.6.3.4 Inversor

Será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Incorporarán vigilante de aislamiento y separación galvánica.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Incorporarán vigilante de aislamiento y separación galvánica.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.



El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor al circuito de CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El autoconsumo en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, deberá inyectar en red.
- Tendrá un grado de protección mínima IP 20 para instalaciones en el interior de edificios y lugares inaccesibles e IP 65 para instalaciones en exterior.
- Estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

6.6.3.5 Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 % y los de la parte de alterna para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular han de poseer un aislamiento mayor de 1000V y ser de doble aislamiento (clase II). Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente. Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

6.6.3.6 Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, así como lo prescrito por la compañía distribuidora.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

6.6.3.7 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001. Artículo 11: Protecciones

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 3, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión y conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 y 7.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:
 - a) Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.
 - b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
 - c) El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
 - d) En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión mencionadas en este artículo, el fabricante del inversor deberá certificar:
 - *Los valores de tara de tensión.*
 - *Los valores de tara de frecuencia.*
 - *El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).*



- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia. Mientras que, de acuerdo con la disposición final segunda del presente Real Decreto, no se hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

e) En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de "software" de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Además de las prescripciones anteriores, los equipos de protección instalados deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.

6.6.3.8 Puesta a tierra.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Artículo 12: Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas. La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

6.6.4 Condiciones de ejecución de las obras

6.6.4.1 Replanteo de la obra

Antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en el tejado, distribución de los módulos etc., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

6.6.4.2 Ejecución del trabajo

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.



- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

6.6.4.3 Estructuras de fijación de los módulos

Es responsabilidad del instalador la fijación de las estructuras de sujeción de los paneles a la cubierta de la nave, su cálculo e instalación.

6.6.4.4 Conexiones.

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectuarán mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión estarán limpios, carentes de toda materia que impida un buen contacto, y sin daños sobre el conductor a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

6.6.4.5 Protección del Medio Ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etc.). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

6.6.5 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o



paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

6.6.6 Mantenimiento

6.6.6.1 *Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento*

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual e incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.



6.6.6.2 Mantenimiento a realizar por el propietario

Sin menoscabo de lo que indique el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- *Supervisión general:* Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- *Limpieza:* Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- *Verificación visual del campo fotovoltaico:* Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etc.
- *Verificación de las medidas:* La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura.

El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento

6.6.7 Garantías

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años como mínimo, contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

6.6.7.1 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de 8 años. Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el



suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

6.6.7.2 Condiciones económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedan incluidos los siguientes gastos:

- Tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

6.6.7.3 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las caso de incumplimiento por parte del suministrador.

6.6.7.4 Lugar y tiempo de la prestación

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

7 Instalación solar térmica

7.1 Introducción

7.1.1 Breve historia

A diferencia de la energía fotovoltaica que necesitó un conocimiento y una base tecnológica importante para poder desarrollarse, el aprovechamiento térmico de la energía solar se ha producido, con mayor o menor conocimiento del proceso, desde la prehistoria. Por ejemplo la civilización griega construía sus edificaciones de forma que en invierno los rayos solares pudieran

acceder al interior, buscando el calor de estos; mientras que en verano la cubierta impedía la entrada directa de los rayos solares. Además, eran capaces de encender fuego mediante la concentración de los rayos solares con espejos cóncavos, durante algunas ceremonias religiosas.

Desde aquellos primeros pasos en el aprovechamiento de la energía solar, las instalaciones han evolucionado mejorando su rendimiento. En 1767 Horace de Saussure inventó, lo que él denominó, “caja caliente”, por aquel entonces hacía siglos que se conocía el efecto invernadero, basándose en este conocimiento, Saussure dispuso una caja aislante con una cara acristalada y el interior pintado de negro, logrando alcanzar los 109 °C. Los colectores actuales no se diferencian mucho del principio básico de esta “caja caliente”.

Durante años, se sucedieron inventos basados en esta caja caliente, pero a pesar de los logros conseguidos, un “horno solar” para fundir metales, instalación de destilación de agua marina, cocinas solares e incluso máquinas de vapor, no tuvieron el apoyo debido a su precio y la bajada del precio del carbón. La energía solar fue considerada como cara y abandonada para fines industriales.

Ya en el siglo XIX como alternativa a los calentadores de gas o carbón para calentamiento de agua de baño, surgió la idea de dejar contenedores pintados de negro al sol, pero se requerían días muy soleados y se enfriaban con facilidad al llegar la noche.

En 1891 se sacó al mercado en Estados Unidos un calentador de agua solar que combinaba el modelo de los tanques al sol con la caja caliente. Sistema que alcanzó importantes ventas en regiones soleadas de EE.UU.

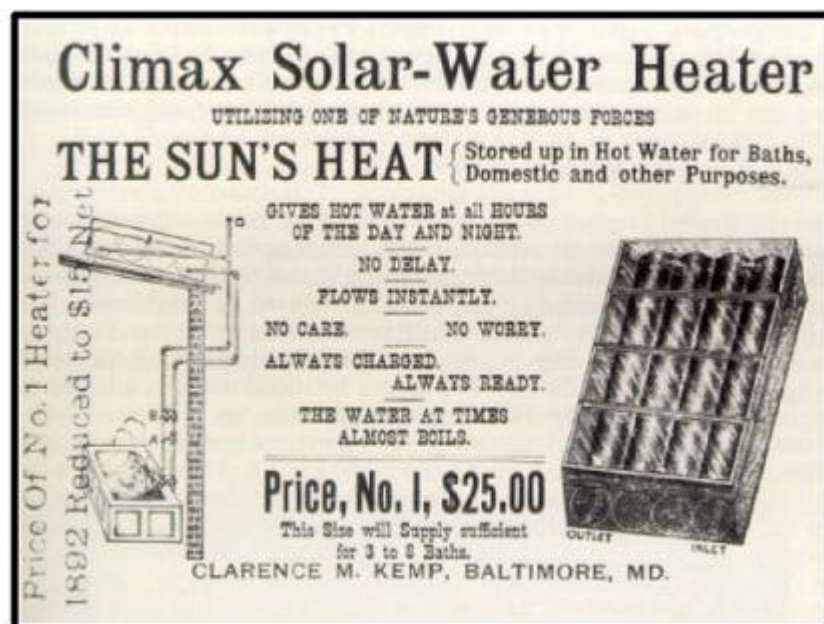


Ilustración 25.- Anuncio de uno de los primeros colectores solares.

7.1.2 Principales elementos de la instalación

Los principales elementos de una instalación solar térmica son los siguientes:

- Colectores
- Acumulador



- Intercambiador
- Sistema de apoyo

7.1.2.1 Colectores

El captador, colector solar es, obviamente, el componente más importante de la instalación. En su interior se calienta el fluido calor-portante, por los efectos de la radiación solar, y a través del circuito primario, calienta el agua que, en la mayor parte de los casos, almacena el acumulador. Existen distintos diseños de captadores, todos ellos tienen el objetivo común de convertir el máximo de radiación solar en calor. Básicamente se pueden dividir en dos tipos:

- Colectores planos: actualmente son los más utilizados en nuestro país, básicamente se trata de una caja aislada térmicamente, por la que circula un fluido que se calienta a su paso por el panel. La cara expuesta al sol está compuesta por un vidrio, el resto de caras están aisladas térmicamente. Dentro de la caja existe una placa metálica unida a las tuberías por las que circula el fluido caloportador. Dicha placa metálica se le aplica un tratamiento superficial selectivo o se le pinta de negro para aumentar su absorción. Este conjunto es denominado absorbedor.
- Captadores de tubo de vacío: la superficie de captación que aislada del exterior por un doble tubo de vidrio que crea una cámara al vacío. Son más eficientes que los captadores planos, pero actualmente también son más caros. Están especialmente recomendados para zonas de baja radiación.

7.1.2.2 Acumulador

El principal problema de cualquier energía cuya fuente sea el sol es que solo se produce energía durante las horas diurnas. Si se desea utilizar la energía en otro momento esta debe ser previamente almacenada. El acumulador es un depósito aislado térmicamente que almacena agua caliente durante las horas de sol para su posterior uso.

7.1.2.3 Intercambiador

El fluido caloportador que circula por los captadores, circuito primario, no es el utilizado para consumo. El intercambiador transfiere la energía del circuito primario, al secundario. El tipo de intercambiador más utilizado es el de placas, aunque en algunas instalaciones se puede incorporar en el acumulador, denominándose al conjunto interacumulador.

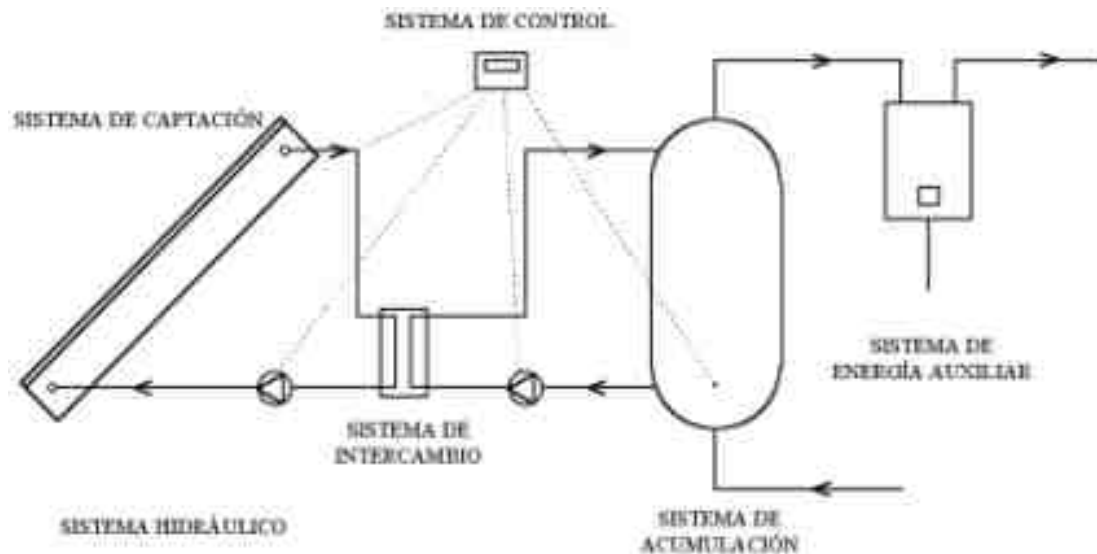
7.1.2.4 Sistema de apoyo

Las instalaciones solares se diseñan para abastecer parte de la energía necesaria para ACS y calefacción el resto de la energía debe ser abastecida por instalaciones tradicionales.

7.2 Diseño

Con el fin de utilizar las instalaciones ya existentes, caldera e instalación de agua caliente sanitaria, se ha decidido dividir la instalación solar térmica en dos instalaciones más pequeñas. Una de ellas será de apoyo a calefacción, la otra, exclusiva para ACS.

7.2.1 Esquema básico de una instalación solar térmica



7.2.2 Demanda energética prevista.

7.2.2.1 Demanda ACS

Como no se tienen datos concretos acerca de los consumos, se realizará una estimación de los consumos. La temperatura media estimada de almacenamiento es de 50°C y se considera que los vestuarios se utilizan homogéneamente.

- Consumo de mañana: Según el DB-HE 4 se recoge que para colegios con duchas son 21 litros/ día y alumno pero esa estimación resulta excesiva ya que no todos los alumnos usan las instalaciones. Consideramos que la estimación para las escuelas sin ducha es más aproximado al uso real que se le da.
Número de alumnos: 850 alumnos.
Consumo por alumno: 4 litros/alumno
Consumo total: 3400 litros/día
- Consumo por la tarde: en la tarde se supone el uso del pabellón deportivo por aproximadamente 25 alumnos.
Numero de usos: 25 duchas
Consumo establecido por ducha: 21 litros/ducha
Consumo total: 525 litros/día
- Demanda total:
Consumo total diario: 3925 litros/día
Demanda total corregida: 5006 litros/día

A partir de los datos anteriores y teniendo en cuenta el calendario escolar, se obtiene la siguiente hoja de carga.

Mes	Ocu (%)	TAF (°C)	ΔT (°C)	Q día (l/día)	D mes (kWh)
Enero	55	11	39	5006	3850,01
Febrero	68	11	39	5006	4302,96
Marzo	45	12	38	5006	3089,30
Abril	70	13	37	5006	4512,01
Mayo	68	15	35	5006	4268,12
Junio	57	17	33	5006	3257,70
Julio	0	19	31	5006	0,00
Agosto	0	20	30	5006	0,00
Septiembre	43	18	32	5006	2415,70
Octubre	71	16	34	5006	4343,61
Noviembre	67	13	37	5006	4297,15
Diciembre	42	11	39	5006	2944,13
Total					37280,68

Tabla 31. Demanda energética prevista para ACS.

Dónde:

La primera columna (Ocu), hace referencia a la ocupación del centro, porcentaje de días lectivos.

La segunda columna (TAF), representa la temperatura media del agua de red, contemplada en Documento Básico HE 4.

La tercera columna (ΔT), representa la diferencia entre la temperatura de red y la estipulada de uso.

La quinta columna (D_{mes}), expresa la demanda energética necesaria para cubrir el consumo de agua caliente en kilovatios hora.

7.2.2.2 Calefacción

Se desconocen las características térmicas del edificio por lo que no podemos calcular las cargas de calefacción. Se sabe que el centro invierte entre 1500 y 2000 € al año en combustible para calefacción. También se sabe que esta cuantía no cubre por completo las necesidades del centro. Pero al no existir un mínimo que cubrir por normativa vamos a tomar como referencia los 2000€ anuales que equivalen a 24570,02 kWh o 88452088,45 kJ anuales.

Este consumo se reparte a lo largo del año, se ha repartido en función de los grados-día en base 15 de cada mes, considerando que será necesaria calefacción aquellos meses con más de 10 grados-día.

MES	GD15	Qc (Calef)
	°C-día	kJ/mes
Enero	82	18888202,88
Febrero	55	12668916,56
Marzo	28	6449630,25
Abril	9	0,00
Mayo	1	0,00
Junio	0	0,00
Julio	0	0,00
Agosto	0	0,00
Septiembre	0	0,00
Octubre	0	0,00
Noviembre	24	5528254,50
Diciembre	195	44917067,81

Tabla 32. Demanda energética prevista para calefacción.

7.2.3 Superficie de captadores solares

El dimensionado de la superficie captadora se ha llevado a cabo utilizando el método de cálculo f-Chart con el que se obtienen, para las características de las instalaciones especificadas y los captadores 3.0 TINOX de Salvador Escoda los siguientes resultados:

– ACS

Ciudad: Cartagena **Acimut:** 5° **Latitud:** 37°
Inclinación: 45° **T acum:** 50° **T med. Red:** 14,67

N°Colectores: 12 **Área colector:** 2,63 m² **Área total:** 31,56 m²
Ef óptica 3,95 **Cef global** 0,85 **V acum:** 5000 l

MES	Iti	Demanda	f	Producción
	kJ/día	kJ/mes		kJ/mes
Enero	15202,67	13860052	0,60	8290966,558
Febrero	17506,57	15490646	0,58	8954213,425
Marzo	19349,93	11121490	0,86	9517269,072
Abril	20052,49	16243229	0,66	10780240,12
Mayo	20306,96	15365216	0,71	10980223,52
Junio	20059,89	11727736	0,83	9792153,748
Julio	19600,07	0	0	0
Agosto	18926,76	0	0	0
Septiembre	17629,02	8696503,3	0,90	7847618,182
Octubre	15723,72	15636982	0,56	8768153,992
Noviembre	13923,64	15469741	0,49	7598708,905
Diciembre	13516,00	10598863	0,66	6957378,485



– Calefacción

Ciudad:	Cartagena	Acimut:	5°	Latitud:	37°
Inclinación:	50°	T acum:	60°		
N°Colectores:	28	Área colector:	2,63 m ²	Área total:	73,68 m ²
Ef óptica	3,95	Cef global	0,85	V acum:	5000 l

MES	Iti	Demanda	F	Producción
	kJ/día	kJ/mes		kJ/mes
Enero	15552,15	18888202,88	0,8288028	15654596
Febrero	17685,82	12668916,56	1,0249297	12984749
Marzo	19187,32	6449630,25	1,0865511	7007853,2
Abril	19538,32	0,00	0	0
Mayo	19351,33	0,00	0	0
Junio	19056,90	0,00	0	0
Julio	18643,97	0,00		0
Agosto	18309,58	0,00		0
Septiembre	17387,52	0,00	0	0
Octubre	15782,17	0,00	0	0
Noviembre	14178,34	5528254,50	0,9075036	5016910,8
Diciembre	13849,27	44917067,81	0,400503	17989421

– Resumen

	ACS	Calefacción
Demanda anual (kWh)	37280,68	24570,02
Producción anual (kWh)	24857,48	16292,65
Déficit anual (kWh)	12423,20	8277,37
Superficie colectora (m²)	31,56	73,68
Número de colectores	12	28
Fracción solar (%)	66,67	66.31

7.2.4 Estructura soporte

La estructura soporte de los captadores ha de resistir las sobrecargas del viento de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. Su diseño deberá estar acorde a la EA-95.

Los doce captadores de la instalación de ACS se dispondrán en tres baterías de cuatro captadores cada una con un ángulo de 45° con respecto a la horizontal. En este caso por falta de espacio las baterías se encuentran situadas de forma escalonada. Las estructuras están ancladas sobre zapatas de hormigón con dimensiones 5,5 x 0,3 x 0,25 metros.

Los captadores de la instalación de calefacción están anclados directamente sobre la cubierta, con una inclinación total con respecto a la horizontal de 50°.



7.2.5 Distribución de los captadores

Las conexiones entre los captadores de ambas instalaciones se producen en paralelo mientras que la conexión entre baterías será en configuración de retorno invertido con el fin de equilibrar las pérdidas de carga.

La distancia entre captadores es la siguiente:

Para ACS: 2,98 m

Para calefacción: 2,9 m

7.2.6 Sistema de acumulación

Según el Código Técnico de la Edificación el volumen de acumulación deberá garantizar la reserva de ACS esperada para un día, además el volumen deberá estar comprendido entre 50 y 180 veces superior a la suma de las áreas de los captadores. El sistema de acumulación deberá disponer de los medios oportunos para que se evite la aparición de legionelosis.

Con respecto a la instalación de calefacción no se estipula un volumen concreto de acumulación, se ha tomado como referencia el límite inferior de la recomendación para ACS.

De esta manera para la instalación de ACS se ha elegido un depósito vitrificado de 5000 litros, modelo IMVV 5000 RB IDROGAS y para la de calefacción acumulador de inercia acero negro IDROGAS 3500 litros, modelo MV 3500 I.

7.2.7 Sistema de intercambio

El sistema de intercambio se realizara mediante un intercambiador externo de placas desmontables, obteniendo así dos circuitos. El fluido caloportador del circuito primario será agua con bajos niveles de sales minerales, tal y como indica el CTE, ya que debido al clima de la zona no existe riesgo de fuertes heladas. El circuito secundario estará recorrido por el agua de red en el caso del ACS y el agua de la calefacción.

Se utilizará para ACS el modelo M3FG20 de Salvador Escoda, con 26,52 kW y para calefacción el M3FG35 de la misma empresa con 53,03 kW. Ambos por encima del mínimo establecido por la norma.

7.2.8 Circuito hidráulico

7.2.8.1 Generalidades

Las tuberías a utilizar tanto en el circuito primario como en el secundario serán de cobre, el recorrido se diseñará teniendo en cuenta la menor pérdida de carga y térmica posible. El aislante utilizado para los tramos interiores será tubular flexible "SOLAR HT", mientras que las exteriores "SOLAR FORRADO DE PVC", ambos de Salvador Escoda. De acuerdo con la normativa, los espesores para cada diámetro de tubería quedan recogidos en la siguiente tabla.



	42	35	28	22	18
Interior	30	25	25	25	25
Exterior	40	35	35	35	35

Tabla 33. Espesor de aislamiento según diámetro de tubería.

Además el circuito hidráulico cumplirá las siguientes condiciones:

- El circuito irá provisto de válvulas de seguridad taradas a una presión que garantice que en cualquier punto del circuito no se superará la presión máxima de trabajo de los componentes.
- Se colocarán sistemas antiretorno para evitar la circulación inversa en la entrada de agua fría del captador solar.
- El circuito incorporará un sistema de llenado manual que permitirá llenar y mantener presurizado el circuito.
- Se montarán válvulas de corte para facilitar la sustitución o reparación de componentes sin necesidad de realizar el vaciado completo de la instalación. Estas válvulas independizarán baterías de captadores, intercambiador de calor, acumulador y bomba.
- Se instalarán válvulas de corte a la entrada de agua fría y salida de agua caliente del depósito de acumulación solar.
- Se instalarán válvulas que permitan el vaciado total o parcial de la instalación.
- En cada zona de la batería de captadores en la que se hayan situado válvulas de corte se instalarán válvulas de seguridad.
- En los puntos altos de la salida de baterías de captadores se colocarán sistemas de purga constituidos por botellines de desaireación y purgador manual o automático.
- En el trazado del circuito se evitan en lo posible los sifones invertidos y caminos tortuosos que faciliten el desplazamiento del aire atrapado hacia los puntos altos de la instalación.
- Los trazados horizontales de tubería tendrán siempre una pendiente mínima del 1 % en el sentido de la circulación.

7.2.8.2 Circuito primario

El caudal del circuito primario se establece para ambas instalaciones en un valor próximo a 50 l/h por metro cuadrado de captación solar. A continuación se muestra en una tabla los valores de los diámetros de la tubería de cobre según los caudales establecidos en el circuito primario para cada una de las instalaciones.

ACS			
Caudal l/h	Dn Mm	Di mm	V m/s
1500	28	26	0,78
1000	22	20	0,88
500	18	16	0,69

Tabla 34. Velocidades del líquido según caudal y diámetro de la tubería del circuito primario, instalación ACS.



Calefacción			
Caudal l/h	Dn Mm	Di mm	V m/s
3500	42	40	0,77
2625	35	33	0,85
1750	28	26	0,92
875	22	20	0,77

Tabla 35. Velocidades del líquido según caudal y diámetro de la tubería del circuito primario, instalación calefacción.

Dónde:

En la primera columna se hace referencia a los diferentes caudales en litros por hora (l/h).

En la segunda, se muestran los diámetros nominales de las distintas tuberías en milímetros (Dn).

La tercera columna recoge los diámetros interiores de las tuberías en milímetros (Di).

La cuarta columna recoge las velocidades que alcanza el fluido en cada una de las tuberías en metros por segundo. No deben sobrepasar los 2 m/s en locales habitados y 3 m/s en locales no habitados.

La pérdida de carga total en el tramo más desfavorable del circuito primario será de 4,89 m.c.a en la instalación de ACS y 4,33 en la de calefacción.

7.2.8.3 Circuito secundario

El caudal del circuito secundario debe ser igual al caudal del circuito primario para favorecer el intercambio de temperatura en el intercambiador de calor externo, por ello la bomba del circuito secundario debe trasegar un caudal total de 1500 l/h en ACS y 3500 l/h en calefacción. Las tuberías que componen el circuito están dimensionadas de la misma manera que en el circuito primario.

Denominación	Caudal l/h	Dn Mm	Di mm	V m/s
ACS	1500	22	20	1.32
Calefacción	3500	35	33	1.13

Tabla 36. Velocidad del líquido según caudal y diámetro para las distintas instalaciones

7.2.8.4 Circuito de distribución

El centro ya tiene instalado el circuito de distribución de la instalación ACS. La instalación de calefacción carece de circuito de distribución.

7.2.9 Bombas

7.2.9.1 Generalidades

Cada una de las instalaciones constará de dos sistemas de bombeo. En la instalación de ACS instalaremos un grupo de bombeo en el primario y otro en el secundario, no se ha instalado bomba de recirculación por la cercanía a la instalación de distribución y a que ya está instalada.

La instalación de calefacción dispondrá de un grupo de bombeo en el primario y otro grupo que permitirá la acumulación cuando la instalación de calefacción no esté funcionando. El circuito secundario será controlado por las mismas bombas que el circuito de calefacción ya que puede asumir las pérdidas de carga que se producen en las nuevas instalaciones.



Cada uno de los sistemas de bombeo deberá vencer las pérdidas de carga producidas por el circuito y los elementos instalados en él. Así como la altura geométrica máxima entre los distintos puntos del circuito manteniendo el caudal necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.

Como la instalación de calefacción tiene un área de captación superior a 50m² se deberán instalar dos bombas idénticas en paralelo, dejando una en reserva para el circuito primario, ya que carecemos de bomba del circuito secundario. En el caso de la instalación de ACS nos bastará con poner una bomba en cada uno de los circuitos.

7.2.9.2 Bomba del circuito primario

7.2.9.2.1 ACS

La bomba a instalar en el circuito primario se instalará en la zona más fría del circuito y en un tramo de tubería vertical. Deberá asegurar una altura de 11,89 m.c.a y un caudal de 1500 l/h. La bomba se alimentará a 230 V y 50Hz y dispone de un variador de velocidad de tres posiciones.

7.2.9.2.2 Calefacción

Las bombas a instalar en el circuito primario serán idénticas y se montarán en paralelo, dejando una de ellas en reserva. Se instalarán en la zona más fría del circuito y en tramo vertical de tubería. Dichas bombas asegurarán una altura de 12,33 m.c.a. y 3500 l/h. Se conectarán a 230 V y 50 Hz y dispone de un variador de velocidad de tres posiciones.

7.2.9.3 Bomba del circuito secundario

En la instalación de ACS la bomba a instalar deberá asegurar una altura de 5,52 m.c.a con un caudal de 1500l/h. Las conexiones entre las bombas y las tuberías estarán correctamente calorifugadas reduciendo así las pérdidas térmicas. Se instalará en un tramo vertical. La bomba se alimentará a 230 V y 50Hz y dispone de tres velocidades.

Para la instalación de calefacción se instalarán dos bombas paralelas. Estas bombas deben aportar un caudal de 3500 l/h, para mantener la eficacia del intercambiador, y compensar unas pérdidas de carga de 5,47 m.c.a. La bomba se alimentará a 230 V y 50Hz, y dispone de 3 velocidades.

7.2.10 Vaso de expansión

El vaso de expansión a instalar será cerrado y conectado al circuito primario en la aspiración de la bomba. El vaso de expansión deberá soportar los golpes de presión producidos por la dilatación del fluido caloportador, por tanto para su correcta dimensión habrá que tener en cuenta los siguientes volúmenes:

- Volumen contenido en la tuberías del circuito primario
- Volumen contenido en el interior de los captadores
- Volumen contenido en el interior del intercambiador



	ACS	Calefacción
V. circuito primario	51,69	56,13
V. colectores	20,04	46,76
V. intercambiador	0,9	1,5
V. Total	76,63	104,39

Tabla 37. Resumen de los volúmenes para el cálculo de vaso de expansión.

Para el cálculo del volumen del vaso de expansión, no se ha tenido en cuenta una reserva de volumen de vaporización ya que en la instalación que nos ocupa no se esperan grandes temperaturas. Por ello se aplicará un factor de seguridad.

Volumen mínimo del vaso de expansión:

- ACS: 7,03 litros
- Calefacción: 10,09 litros

En resumen, el vaso de expansión elegido será de modelo 15AMR con 15 litros, de Salvador Escoda para la instalación ACS y el modelo 20AMR de 20 litros del mismo fabricante, para la instalación de calefacción. Lo que supone un factor de seguridad 2 para ACS y 1,98 para calefacción.

7.2.11 Purgadores y Drenaje

Se dispondrá de un separador de aire con purgador automático, especialmente diseñado para instalaciones solares, en cada una de las baterías.

Los conductos de drenaje de las baterías de captadores se diseñarán en lo posible de forma que no puedan congelarse.

7.2.12 Sistema de energía convencional auxiliar

El sistema de energía convencional auxiliar solo es necesario en la instalación de ACS ya que en calefacción se aprovecha la instalación ya existente.

El sistema de energía convencional auxiliar asegura la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica consumiendo, en nuestro caso, gasóleo. Dicho sistema debe diseñarse para cubrir la demanda energética total como si no hubiera un aporte solar, ya que debe tenerse en cuenta que la temperatura de salida del agua de la instalación solar puede variar entre la temperatura de la red (días nublados o lluviosos) y la temperatura máxima de consigna.

Entrará en funcionamiento, solo y exclusivamente, cuando la demanda sea superior al aporte energético producido por el sistema solar. El sistema auxiliar también se encargará de la prevención contra la legionelosis mediante el tratamiento térmico de las aguas de consumo.

En resumen las condiciones que debe cumplir dicho sistema son:

- El sistema ha de soportar la entrada de agua caliente a la temperatura de suministro del sistema de captación solar, que puede incluso superar el valor de consigna.
- El sistema de apoyo debe ser capaz de adaptar su potencia a las necesidades de cada momento. Se deberá aportar la energía necesaria para hacer frente a las diferencias térmicas variables, sin producir un sobrecalentamiento del agua de consumo.



- El funcionamiento del sistema ha de dar prioridad al aprovechamiento de la energía solar frente al consumo de gasóleo.
- El sistema auxiliar se pondrá en funcionamiento, en caso de ser necesario, una vez al día, preferentemente una hora antes de los consumos previstos, para el tratamiento contra legionelosis.

Se instalará un grupo térmico de acero de baja temperatura y de alta eficiencia, situada en la misma habitación junto con un interacumulador como depósito final.

Gracias a que los horarios de consumo son conocidos, se puede introducir el parámetro del tiempo como restricción en el sistema de control, de esta manera el sistema auxiliar solo se pondrá en funcionamiento cuando sea realmente necesario.

Para el dimensionado de la caldera se debe satisfacer la demanda energética completa. Según la siguiente ecuación, la potencia necesaria de la caldera será de 60kW.

$$P = \frac{V \cdot (T_{pr} - T_{AF})}{t} \cdot 1,163 \cdot 10^{-3}$$

Siendo

P la potencia de la caldera en kW

V el volumen del depósito final en litros

T_{pr} temperatura de preparación máxima 50°

T_{AF} la temperatura mínima del año de la red 11°

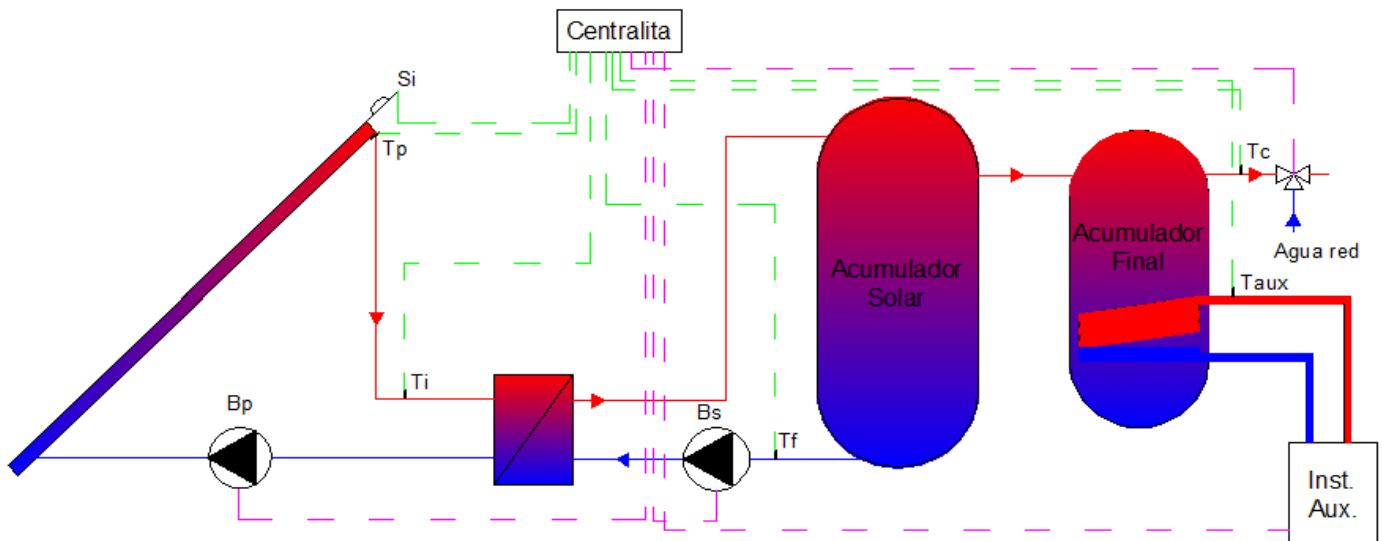
t la fracción de tiempo de preparación del agua caliente.

El sistema de energía convencional auxiliar contará de un depósito final con serpentín en su interior modelo CS 1000 de Salvador Escoda y una caldera de gasóleo modelo CPA70-BTH de la marca BAXI con una potencia nominal de 70kW.

7.2.13 Sistema de control y regulación

El sistema de control y regulación de una instalación solar asume la función de regular los flujos de energía entre el colector, el sistema de acumulación y el consumo. Consiguiendo, de esta manera, un rendimiento óptimo de la instalación en cada momento. Esto se consigue procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar.

El sistema de control diseñado para la instalación ACS consta de una sonda de insolación (Si), 5 sondas de temperatura (Tp, Tf, Tc, Ti y Taux), una centralita de control, interface de conexión entre el sistema y un PC y un software de gestión y toma de datos.



El funcionamiento del sistema de ACS es el siguiente:

- 86

En el caso de la instalación de calefacción tenemos también una sonda de irradiación (Si), 5 sondas de temperatura (T_p , T_f , T_c , T_i y T_r), una centralita de control, interface de conexión entre el sistema y un PC y un software de gestión y toma de datos.

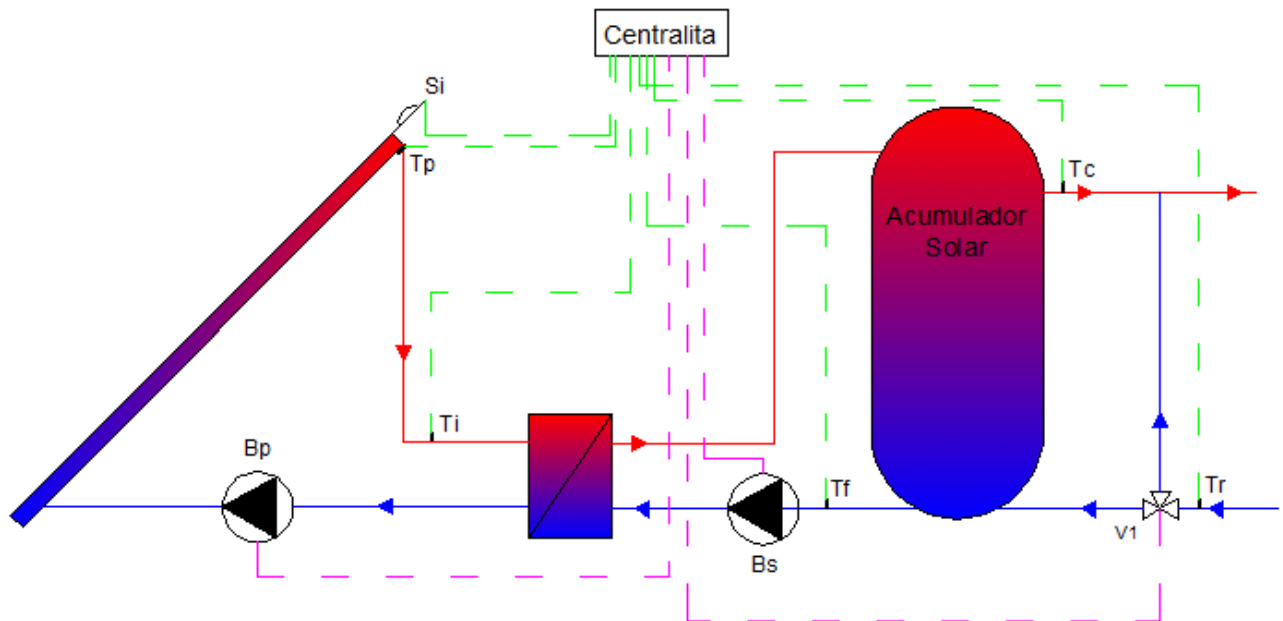


Ilustración 27. Esquema conceptual componentes de la instalación de calefacción

El funcionamiento del sistema de calefacción es el siguiente:

- La bomba del circuito primario se pondrá en funcionamiento cuando la insolación sobre el campo de captadores, medida por la sonda Si, es suficiente para permitir una captación efectiva de energía.
- Cuando la bomba del circuito primario está en marcha, y la sonda de temperatura situada a la entrada del intercambiador externo (T_i) detecta una temperatura de entre 5 a 7°C superior a la temperatura medida en la parte fría del sistema de acumulación (T_f), la centralita pone en marcha la bomba del circuito secundario.
- La bomba del circuito secundario se detiene cuando la diferencia de temperaturas antes mencionadas es inferior a 2°C.
- Cuando la temperatura en el campo de captación, medida por la sonda (T_p), sea elevada, la bomba del circuito primario se detendrá hasta que disminuya este valor.
- Si la temperatura en el campo de captadores (T_p) desciende a 3°C la bomba del circuito primario se pondrá en funcionamiento para evitar heladas.
- Cuando la temperatura a la salida del acumulador, T_c , sea inferior a la temperatura de retorno de los radiadores T_r , la válvula V1 desviará la circulación para evitar el paso por el acumulador.
- La caldera del sistema calefacción solo se pondrá en marcha cuando la temperatura T_c sea inferior al valor de consigna, 60°.

7.2.14 Sistemas de medida

A parte de los elementos de medida mencionados anteriormente para el correcto funcionamiento del sistema de control y regulación, se debe hacer referencia a los sistemas de medida que, si bien



no tienen incidencia sobre el comportamiento de la instalación, son de gran utilidad para evaluar su funcionamiento y cuantificar sus prestaciones reales como rendimiento, producción energética o fracción solar o simplemente verificar el correcto funcionamiento de la instalación. Estos elementos son por ejemplo sensores de temperatura, manómetros, termómetros y caudalímetros.

Los sistemas de medida secundarios a instalar y las condiciones de su instalación son los siguientes:

7.2.14.1 Medida de temperatura

Elementos:

- Un sensor térmico a la salida de cada batería de captadores.
- Un termómetro en el retorno hacia los captadores solares posterior a las bombas del circuito primario.
- Un sensor térmico a la salida del sistema de acumulación.
- Un termómetro para comprobar la temperatura de distribución o utilización.
- Un termómetro en cada entrada y salida del intercambiador exterior de placas.
- Un termómetro en la entrada de agua fría de red.

Condiciones:

- La medida de la diferencia de temperatura entre dos puntos se hará mediante sensores diferenciales térmicos debidamente conectados.
- Las sondas serán de inmersión y se asegura el correcto contacto con el fluido, instalándolas a contracorriente y en lugares donde se creen turbulencias.
- Los sensores deberán soportar las máximas temperaturas previstas en el lugar de su instalación.

7.2.14.2 Medida de presión

Elementos:

- Un manómetro para conocer la altura suministrada por las bombas.
- Un manómetro para conocer la presión del circuito primario.
- Un manómetro en el circuito secundario.
- Un manómetro en cada uno de los acumuladores solares.

Condiciones:

- Los manómetros a instalar serán de muelle tubular de montaje radial.
- Se utilizará manómetros diferenciales para la medición de los saltos de altura proporcionados por las bombas.
- Los elementos instalados para la medición de las distintas presiones deberán garantizar una pérdida de carga mínima.

7.2.14.3 Medida de caudal

Elementos:

- Un caudalímetro en el circuito primario.
- Un caudalímetro en el circuito secundario.

Condiciones:

- Los caudalímetros a instalar serán del tipo de área variable con una precisión no inferior a $\pm 3\%$.



Para tener mayor detalle del comportamiento de la instalación solar es posible incluir un equipo de seguimiento que permita conocer permanentemente el estado de la instalación y, a la vez, cuantificar la energía producida. Los datos de funcionamiento pueden ser transferidos a distancia para su tratamiento y almacenamiento para la confección balances mensuales y anuales de la instalación.

7.2.15 Sistema de monitorización

Se ha optado por un sistema que permita conocer permanentemente el estado de la instalación y, a la vez, cuantificar la energía producida. Los datos de funcionamiento serán tratados y almacenados para la confección de balances mensuales y anuales, históricos, medias, etc. Este sistema se apoya en el sistema de medida y en el de control.

Los datos que serán procesados por el sistema son:

- Temperatura de salida de las baterías de captadores.
- Temperatura fría del sistema de acumulación.
- Temperatura caliente del sistema de acumulación.
- Temperatura de entrada de agua fría de red.
- Temperatura de suministro al usuario.
- Temperatura ambiente exterior.
- Caudal del circuito primario.
- Aportación energética del sistema auxiliar.

Con la gestión de los datos obtenidos se podrá cuantificar:

- Temperatura media de suministro de agua caliente de consumo.
- Temperatura media de agua caliente acumulada.
- Consumo de ACS por los usuarios.
- Demanda de energía térmica.
- Energía solar térmica aportada por el sistema solar
- Energía auxiliar consumida.
- Fracción solar mensual y media.
- Consumo eléctrico propio de la instalación.

El sistema de monitorización realizará la adquisición de datos, con la siguiente frecuencia:

- Toma de medidas o estados de funcionamiento: cada minuto.
- Cálculo de medias de valores y registro: cada 10 minutos.
- Tiempo de almacenamiento de datos registrados: mínimo 1 año.

El sistema de monitorización registrará, con la misma frecuencia, el estado de funcionamiento de las bombas de circulación de primario y secundario, la actuación de las limitaciones por máxima o mínima y el funcionamiento del sistema de energía auxiliar.



7.2.16 Seguridad e higiene.

7.2.16.1 Seguridad en la instalación.

En la instalación solar diseñada, tanto en el diseño como en la ejecución como en el uso de la instalación, es necesario respetar los requisitos establecidos en las normas EN 12975, EN 12976 e ISO 9806.

A continuación se dan las pautas de seguridad establecidas por estas normas:

- Se instalará una válvula de seguridad entre cada dos válvulas de corte, situadas a la entrada y salida de cada batería de captadores.
- Las válvulas de seguridad estarán siempre conducidas, y sus conductos soportarán las condiciones climáticas adversas. Dichas válvulas soportarán también las temperaturas máximas previstas.
- Se instalará una válvula de seguridad principal en la parte fría del circuito primario, que responderá ante que las válvulas de seguridad instaladas en cada batería del campo de captadores y debe aguantar la temperatura máxima prevista.
- El vaso de expansión instalado debe soportar las presiones producidas por la dilatación del fluido en el momento de máxima potencia.
- Para evitar las condiciones de estancamiento en los meses de mayor radiación y con ello el sobrecalentamiento excesivo de la instalación, se debe disponer de un sistema que evite que se alcancen estas elevadas temperaturas y se ponga en peligro la integridad de la instalación:
 - Cuando la radiación en el campo de captadores sea excesiva, se procederá al tapado de los captadores con lonas pintadas de colores reflectantes, adecuando la energía generada a la demanda necesaria.
 - Ya que en los meses de verano no existe demanda energética por los usuarios y es la época del año donde más riesgos térmicos hay, se procederá al vaciado del circuito y su posterior llenado días antes del comienzo del período lectivo.

7.2.16.2 Higiene en la instalación

En cuanto a lo que respecta la higiene de la instalación se debe de hacer mención al correcto diseño que garantice el control de la legionelosis.

La legionella pneumóphila es una bacteria que se halla ampliamente extendida en medios acuáticos remansados, ésta bacteria no afecta al ser humano al ser ingerida, pero provoca unos cuadros clínicos cuando es inhalada por individuos débiles como ancianos, enfermos, fumadores, etc. y prolifera adecuadamente en temperaturas tibias cercanas a los 37°C aproximadamente.

Por estos motivos el Real Decreto 865/2003, de 4 de julio regula los aspectos mínimos técnicos para su prevención y control en sistemas solares de ACS y donde se dice, "Cuando se utilice un sistema de aprovechamiento térmico en el que se disponga de un acumulador conteniendo agua que va a ser consumida y en el que no se asegure de forma continua una temperatura próxima a 60°C, se garantizará posteriormente, que se alcance una temperatura de 60°C en otro acumulador final antes de la distribución hacia el consumo."

Gracias a que el volumen acumulado en la instalación a diseñar es aproximadamente el consumido diariamente por los usuarios y, además, el circuito de distribución asegura la recirculación del agua,



evitando así la estanqueidad en los depósitos de acumulación, las condiciones para la reproducción de la legionella no son peligrosas.

Aun así se debe cumplir con lo mencionado en el Real Decreto 865/2003, por ello y como se ha hecho mención en algunos puntos anteriores, el sistema de acumulación será llevado a una temperatura de 60°C una vez al día, solo cuando el sistema solar no pueda llegar a este nivel se hará uso del sistema auxiliar para este fin y dentro del horario estipulado para aprovechar la energía aportada en su uso como ACS.

Por tanto es conveniente llevar la temperatura de acumulación a 60°C y dos veces al año a 70°C.

7.3 Cálculos Justificativos

En general para este documento se seguirá lo establecido en el Documento Básico HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria del Código Técnico de la Edificación así como el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

7.3.1 Demanda energética prevista

7.3.1.1 Demanda subsistema ACS

No se conocen datos de consumos de agua caliente en el centro, por ello se hará una estimación de la demanda de Agua Caliente Sanitaria basándonos en lo recogido en Documento Básico.

- Consumo de mañana: Según el DB-HE 4 se recoge que para colegios con duchas son 21 litros/ día y alumno pero esa estimación resulta excesiva ya que no todos los alumnos usan las instalaciones. Consideramos que la estimación para las escuelas sin ducha es más aproximado al uso real que se le da. Por lo tanto:

$$D_1: \text{alumnos} \cdot 4 \text{ l/día} = 850 \cdot 4 = 3400 \text{ l/ día}$$

- Consumo por la tarde: en la tarde se supone el uso del pabellón deportivo por aproximadamente 25 alumnos.

$$D_2: \text{alumnos} \cdot 21 \text{ l/día} = 25 \cdot 21 = 525 \text{ l/día}$$

- Demanda total:

$$D_{ACS} = 3400 + 525 = 3925 \text{ l/día}$$

El consumo total diario a tener en cuenta se va a calcular para una temperatura de 50°C en el acumulador final.

$$D_i(T) = D_i(60^\circ\text{C}) \cdot \left(\frac{60 - T_i}{T - T_i} \right) = 3925 \cdot \left(\frac{60 - 13.7}{50 - 13.7} \right) = 5006 \text{ l/día}$$

7.3.1.2 Demanda subsistema de calefacción

Desconocemos las características térmicas del edificio y sus cargas térmicas por lo que no podemos estimar las necesidades de calefacción. Se sabe que el centro invierte entre 1500 y 2000 € al año en combustible para calefacción. También se sabe que esta cuantía no cubre por completo las necesidades del centro.

Sabiendo el precio del combustible, que se recoge en el informe IDAE.

Con impuestos (*)		
Tipo	€/l	c€/kWh
Gasolina 95	1,415	15,86
Gasóleo A	1,322	13,30
Gasóleo C	0,875	8,14
Gas Licuado Petróleo (motor)	0,740	11,23
	€/t	c€/kWh
Fuelóleo	669,37	6,27

Tabla 38. Precios de los combustible y carburantes .Fuente: Informe de precios energéticos: Combustibles y Carburantes. IDAE, 20 mayo del 2014.

$$Q_c = 2000 / 0.0814 = 24570,02 \text{ kWh} = 88452088,45 \text{ kJ.}$$

7.3.2 Necesidades energéticas anuales. Hoja de Carga.

7.3.2.1 Necesidades ACS

Para el cálculo de la demanda mensual se utilizará la siguiente expresión:

$$D_{mes} = \%O \cdot Q_{día} \cdot N (T_{ACS} - T_F) \cdot 1.16 \cdot 10^{-3} \text{ (kWh/mes)}$$

Dónde:

- Ocu es la ocupación mensual (porcentaje de los días lectivos del mes).
- $Q_{día}$ es el caudal de diseño total diario.
- N es el número de días del mes.
- T_{ACS} es la temperatura de referencia de consumo (50° C).
- T_{AF} es la temperatura media del agua fría de red.

La hoja de carga será por tanto:

Mes	N días	N días lec.	Ocu (%)	TAF (°C)	T ACS (°C)	Δ T (°C)	Q día (l/día)	D mes (kWh)
Enero	31	17	55	11	50	39	5006	3850,01
Febrero	28	19	68	11	50	39	5006	4302,96
Marzo	31	14	45	12	50	38	5006	3089,30
Abril	30	21	70	13	50	37	5006	4512,01
Mayo	31	21	68	15	50	35	5006	4268,12
Junio	30	17	57	17	50	33	5006	3257,70
Julio	31	0	0	19	50	31	5006	0,00
Agosto	31	0	0	20	50	30	5006	0,00
Septiembre	30	13	43	18	50	32	5006	2415,70
Octubre	31	22	71	16	50	34	5006	4343,61
Noviembre	30	20	67	13	50	37	5006	4297,15
Diciembre	31	13	42	11	50	39	5006	2944,13
Total								37280,68

7.3.2.2 Necesidades Calefacción

En el apartado 6.3.1.2 hemos obtenido la energía adquirida para todo un curso, en este apartado vamos a distribuirla a lo largo del año, en función de los grados días de cada mes.

MES	GD15	Qc (Calef)
	°C-día	kJ/mes
Enero	82	18888202,88
Febrero	55	12668916,56
Marzo	28	6449630,25
Abril	9	0,00
Mayo	1	0,00
Junio	0	0,00
Julio	0	0,00
Agosto	0	0,00
Septiembre	0	0,00
Octubre	0	0,00
Noviembre	24	5528254,50
Diciembre	195	44917067,81

Se ha supuesto que con menos de 10 GD no es necesario calefactar.

7.3.3 Producción energética anual. Método f-chart.

7.3.3.1 Descripción del método

Para la estimación de la producción energética de una instalación de calentamiento de agua mediante energía solar se han desarrollado métodos de cálculo simplificados, obtenidos a partir de la experiencia en entornos de simulación complejos. El método más utilizado es el conocido como f-chart.

Para desarrollar este método se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, consiste en la determinación de la fracción solar anual o porcentaje de la demanda energética que es cubierta por la instalación solar a partir de dos magnitudes adimensionales **Y** y **XX** de la forma siguiente:

$$f = 1,029 \cdot Y - 0,24 \cdot Y^2 + 0,021 \cdot Y^3 - 0,065 \cdot XX + 0,0018 \cdot (XX)^2$$

Las fórmulas para cada uno de los parámetros son

$$Y/A = k1 \cdot k2 \cdot k3 \cdot k4 \cdot k5 \cdot Fr(\tau\alpha)_n \cdot ND \cdot It_i / Qc$$

$$XX/A = k1 \cdot k2 \cdot k3 \cdot k4 \cdot k5 \cdot k6 \cdot Fr \cdot Uc \cdot (1,16 + 1,18 \cdot Tacs + 3,86 \cdot Twr - 2,32Ta) \cdot \Delta t / Qc$$

En el caso de la instalación de apoyo a calefacción parámetro **XX** es:

$$\frac{XX}{A} = k1 \cdot k2 \cdot k3 \cdot k4 \cdot k5 \cdot k6 \cdot Fr \cdot Uc \cdot (100 - Ta) \cdot \Delta t / Qc$$

Dónde:

- k1, es un corrector por diferente temperatura fluido curva captador. En nuestro caso k1=1
- k2, es un corrector por diferente ángulo de incidencia. Al ser cristal simple k2 = 0,96
- k3, es un corrector por diferencia de caudal. Consideramos k3 = 1

- k_4 , es un corrector por la existencia del intercambiador. Tomamos $k_4 = 0,95$
- k_5 , depende del número de colectores en serie. Todas las conexiones son en paralelo $k_5 = 1$
- k_6 , es un corrector que se define por la existencia del acumulador. $k_6 = \left(\frac{V}{A \cdot 75}\right)^{-0,25}$
- $Fr(\tau\alpha)_n$, es el producto transmitancia absortancia del captador * el factor de transporte (corte abscisas curva ensayo). $Fr(\tau\alpha)_n = 0,841$
- ND , son el número de días del mes (días)
- It_i , es la radiación diaria media mensual incidente (KJ/m^2 día)
- $Fr \cdot U_c$, es el producto coeficiente global pérdidas del captador * el factor de transporte (pendiente de la curva de ensayo) ($\text{kJ/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$). $Fr \cdot U_c = 0.00395$
- Δt , número de segundos del mes.
- T_{acs} , es la temperatura de uso de ACS 50°C
- T_{wr} , es la temperatura del agua de red ($^\circ\text{C}$)
- T_a , es la temperatura del aire ($^\circ\text{C}$) se considera la temperatura media de las horas de sol
- A , es la superficie de captación (m^2)
- Q_c , la potencia demandada (kJ/mes)

Estas ecuaciones se implementarán en una hoja de cálculo y se modificará el área total hasta adquirir el factor solar deseado. Como se trata de un método iterativo, primero visualizaremos el resumen del método con los resultados finales y luego los valores que toman el resto de parámetros.

7.3.3.2 Resumen método f-Chart.

En resumen, y sin aplicar pérdidas por orientación, se puede afirmar que instalando 12 captadores modelo 3.0 TINOX PLUS, con un área útil de $2,63 \text{ m}^2$ cada uno se puede obtener una fracción anual 66,67% para ACS, para calefacción necesitaríamos 28 captadores para obtener un 65,41%.

Según el Código Técnico, la instalación que nos ocupa debe responder con una contribución mínima anual de 60% en ACS, para calefacción no existe un mínimo.

	ACS	Calefacción
Demanda anual (kWh)	37280,68	24570,02
Producción anual (kWh)	24857,48	16292,65
Déficit anual (kWh)	12423,20	8277,37
Superficie colectora (m^2)	31,56	73,68
Número de colectores	12	28
Fracción solar (%)	66,67	66.31

Calculamos el porcentaje de pérdidas producidas por orientación para ACS

$$p_{or} = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - 37)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (45 - 37)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 5^2]$$

$$p_{or} = 0,855\%$$

Para calefacción se debe tener en cuenta que solo trabaja en invierno y por tanto la inclinación óptima de referencia es la latitud más 10 grados

$$p_{or} = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - (37 + 10))^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

$$p_{or} = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (50 - 47)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 5^2] = 0.1955\%$$

Ambos valores muy por debajo del máximo permitido por la normativa.



7.3.3.3 Radiación solar incidente sobre la superficie inclinada

ACS				
MES	Ith	Ith	R	Iti
	Wh/ m²día	kJ/m²día		kJ/día
Enero	2427	8737	1,74	15202,67
Febrero	3319	11950	1,47	17506,57
Marzo	4517	16260	1,19	19349,93
Abril	5713	20567	0,98	20052,49
Mayo	6636	23891	0,85	20306,96
Junio	6965	25075	0,80	20059,89
Julio	6640	23903	0,82	19600,07
Agosto	5715	20573	0,92	18926,76
Septiembre	4472	16100	1,10	17629,02
Octubre	3247	11690	1,35	15723,72
Noviembre	2358	8490	1,64	13923,64
Diciembre	2057	7406	1,83	13516,00

Calefacción				
MES	Ith	Ith	R	Iti
	Wh/ m²día	kJ/m²día		kJ/día
Enero	2427	8737	1,78	15552,15
Febrero	3319	11950	1,48	17685,82
Marzo	4517	16260	1,18	19187,32
Abril	5713	20567	0,95	19538,32
Mayo	6636	23891	0,81	19351,33
Junio	6965	25075	0,76	19056,90
Julio	6640	23903	0,78	18643,97
Agosto	5715	20573	0,89	18309,58
Septiembre	4472	16100	1,08	17387,52
Octubre	3247	11690	1,35	15782,17
Noviembre	2358	8490	1,67	14178,34
Diciembre	2057	7406	1,87	13849,27



7.3.3.4 Parámetro Y

ACS					
MES	Iti	ND	Qc	Y/A	Y
	kJ/día	días	kJ/mes		
Enero	15202,67	31	13860052	0,02608	0,8230844
Febrero	17506,57	28	15490646	0,0242706	0,7659798
Marzo	19349,93	31	11121490	0,0413684	1,3055873
Abril	20052,49	30	16243229	0,0284059	0,8964891
Mayo	20306,96	31	15365216	0,0314238	0,9917351
Junio	20059,89	30	11727736	0,0393574	1,2421197
Julio	19600,07	31	0	0	0
Agosto	18926,76	31	0	0	0
Septiembre	17629,02	30	8696503,3	0,046644	1,4720838
Octubre	15723,72	31	15636982	0,0239086	0,7545566
Noviembre	13923,64	30	15469741	0,0207101	0,6536102
Diciembre	13516,00	31	10598863	0,0303209	0,9569262

Calefacción					
MES	Iti	ND	Qc (Calef)	Y/A	Y
	kJ/día	días	kJ/mes		
Enero	15202,67	31	18888202,88	0,019137342	1,4092739
Febrero	17506,57	28	12668916,56	0,029676345	2,1853661
Marzo	19349,93	31	6449630,25	0,071334081	5,2530417
Abril	20052,49	30	0,00	0	0
Mayo	20306,96	31	0,00	0	0
Junio	20059,89	30	0,00	0	0
Julio	19600,07	31	0,00	0	0
Agosto	18926,76	31	0,00	0	0
Septiembre	17629,02	30	0,00	0	0
Octubre	15723,72	31	0,00	0	0
Noviembre	13923,64	30	5528254,50	0,057953121	4,2676678
Diciembre	13516,00	31	44917067,81	0,007154666	0,5268696



7.3.3.5 Parámetro XX

ACS							
MES	Ta	Twr	Tacs	Dt	Qc	XX/A	XX
	°C	°C	°C	seg.	kJ/mes		
Enero	14,9	11	50	2678400	13860052	0,0473744	1,495135
Febrero	15,1	11	50	2419200	15490646	0,0380245	1,2000539
Marzo	16,8	12	50	2678400	11121490	0,0585644	1,8482934
Abril	18,6	13	50	2592000	16243229	0,038623	1,2189427
Mayo	21,5	15	50	2678400	15365216	0,042814	1,3512095
Junio	25,6	17	50	2592000	11727736	0,052857	1,6681662
Julio	27,8	19	50	2678400	0		
Agosto	28,2	20	50	2678400	0		
Septiembre	26	18	50	2592000	8696503,3	0,0744288	2,3489719
Octubre	22,7	16	50	2678400	15636982	0,0427338	1,3486797
Noviembre	18	13	50	2592000	15469741	0,0413944	1,3064066
Diciembre	15,2	11	50	2678400	10598863	0,0613175	1,93518

Calefacción					
MES	Ta	Dt	Qc (Calef)	XX/A	XX
	°C	seg.	kJ/mes		
Enero	14,5	2678400	18888202,88	0,044775878	3,2972956
Febrero	15,1	2419200	12668916,56	0,059873298	4,4090697
Marzo	16,8	2678400	6449630,25	0,127601899	9,3966039
Abril	18,6	2592000	0,00	0	0
Mayo	21,5	2678400	0,00	0	0
Junio	25,6	2592000	0,00	0	0
Julio	27,8	2678400	0,00	0	0
Agosto	28,2	2678400	0,00	0	0
Septiembre	26	2592000	0,00	0	0
Octubre	22,7	2678400	0,00	0	0
Noviembre	18	2592000	5528254,50	0,141988776	10,456053
Diciembre	15,2	2678400	44917067,81	0,018674676	1,3752032

7.3.3.6 Fracción energética mensual

MES	Y	XX	F	fQc	fQc
				kJ/mes	kWh/mes
Enero	0,8230844	1,495135	0,5982	8290966,558	2303,0463
Febrero	0,7659798	1,2000539	0,5780	8954213,425	2487,2815
Marzo	1,3055873	1,8482934	0,8558	9517269,072	2643,6859
Abril	0,8964891	1,2189427	0,6637	10780240,12	2994,5111
Mayo	0,9917351	1,3512095	0,7146	10980223,52	3050,0621
Junio	1,2421197	1,6681662	0,8350	9792153,748	2720,0427
Julio					0
Agosto					0
Septiembre	1,4720838	2,3489719	0,9024	7847618,182	2179,8939
Octubre	0,7545566	1,3486797	0,5607	8768153,992	2435,5983
Noviembre	0,6536102	1,3064066	0,4912	7598708,905	2110,7525
Diciembre	0,9569262	1,93518	0,6564	6957378,485	1932,6051

7.3.4 Situación captadores solares en la cubierta

7.3.4.1 Cálculo de las pérdidas por orientación

Para el cálculo de las pérdidas por orientación, ya indicado de forma genérica en el apartado 1.2.5. Fracción solar anual., se seguirá el procedimiento descrito en el Documento básico HE4 del Código Técnico de la Edificación. En este documento se establece que las pérdidas máximas permitidas de este tipo para una modalidad general serán del 10%.

Para el cálculo de las pérdidas por orientación del sistema de ACS se establece una inclinación de los captadores de 45°, un acimut con respecto al Sur geográfico de 5° y una inclinación óptima se tomará como 37°. Obedeciendo la ecuación proporcionada por el Código Técnico de la Edificación para estos valores, se llega a la solución correspondiente.

$$p_{or} = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - 37)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

$$100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (45 - 37)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 5^2] = 0,855\%$$

Para el cálculo de las pérdidas por orientación del sistema de calefacción se establece una inclinación de los captadores de 50°, un acimut con respecto al Sur geográfico de 5° y se tomará como inclinación óptima la latitud más diez grados al usarse la instalación solamente durante el invierno.

$$p_{or} = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - (37 + 10))^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

$$p_{or} = 100[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (50 - 47)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 5^2] = 0,1955\%$$

7.3.4.2 Cálculo pérdidas por sombras

No es aplicable ya que no existen edificaciones que produzcan sombras a los captadores.

7.3.4.3 Cálculo de la separación entre filas de captadores

Para el cálculo de la separación entre elementos que pueden producir sombras a los colectores solares, se debe tener en cuenta la distancia entre baterías consecutivas, poyetes quitamiedos y tragaluces, chimeneas, o cualquier otro tipo de objeto que sobresalga de la superficie de la cubierta.

En nuestra instalación los únicos elementos que pueden producirnos sombras, son los propios paneles. Para el cálculo se ha tomado como referencia las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

Para la obtención de la distancia mínima entre los captadores solares y los obstáculos, se hace uso de la siguiente expresión.

$$d \geq h \cdot k$$

Donde k es un factor adimensional con valor:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

En nuestro caso:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 37^\circ)} = 2,25$$

7.3.4.3.1 Cálculo separación ACS

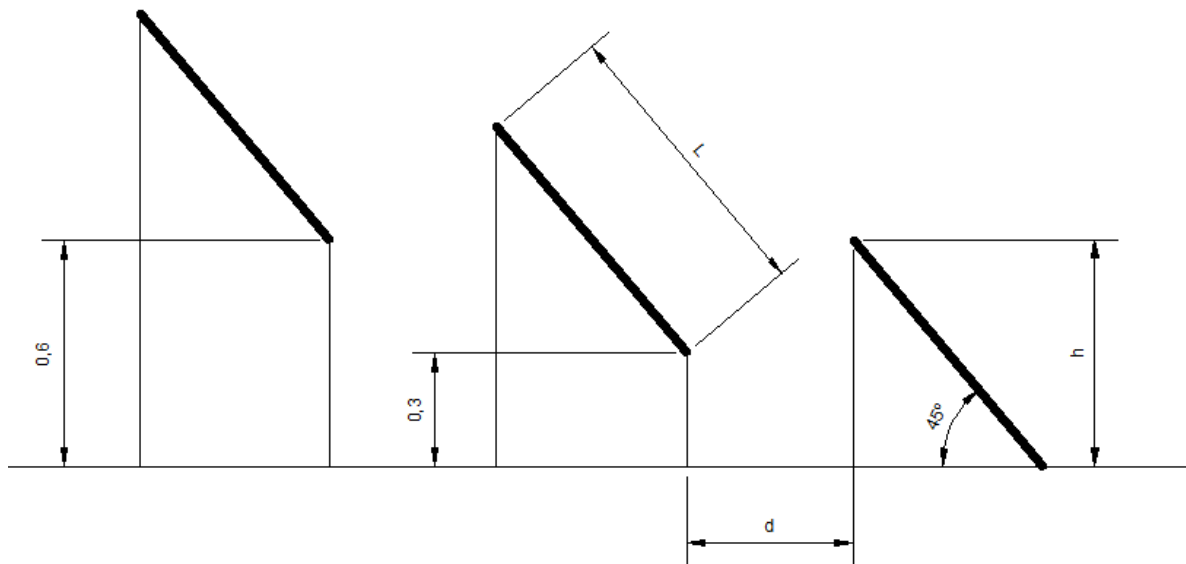


Ilustración 28. Esquema para el cálculo de separación entre placas zona ACS

Debido a la falta de espacio hemos tenido que situar los colectores en escala

$$h = L \cdot \text{sen } 45^\circ - 0,3$$

$$d = (L \cdot \operatorname{sen} 45^\circ - 0.3) \cdot k$$

$$d = (2,3 \cdot \operatorname{sen} 45^\circ - 0.3) \cdot 2,25 = 2,98$$

7.3.4.3.2 Cálculo separación calefacción

Según el esquema:

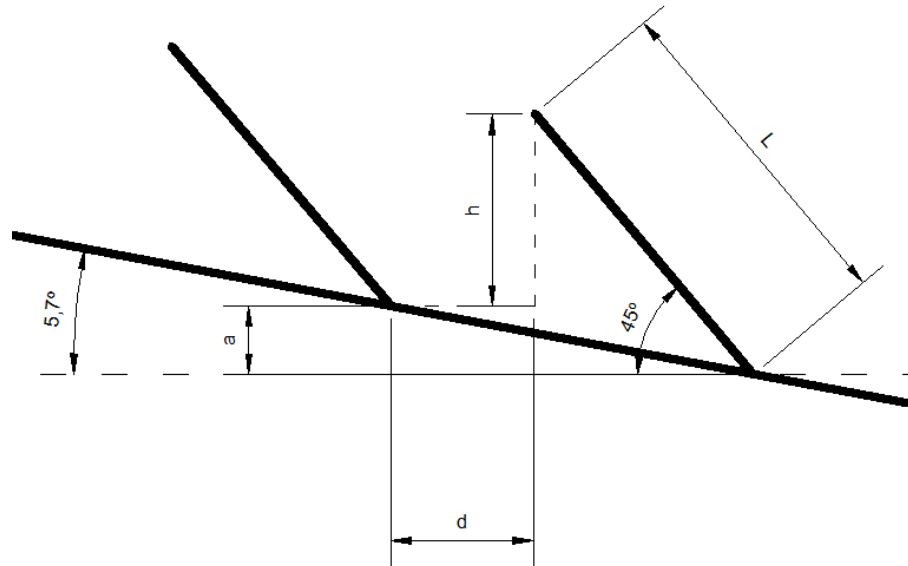


Ilustración 29. Esquema para el cálculo de la separación zona calefacción

$$h = L \cdot \operatorname{sen} 50^\circ - a$$

$$a = (d + L \cdot \cos 50^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ$$

$$h = L \cdot \operatorname{sen} 50^\circ - (d + L \cdot \cos 50^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ$$

$$d \geq (L \cdot \operatorname{sen} 50^\circ - (d + L \cdot \cos 50^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ) \cdot k$$

$$d + d \cdot \tan 5,7^\circ \cdot k \geq (L \cdot \operatorname{sen} 50^\circ - (L \cdot \cos 50^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ) \cdot k$$

$$d \geq \frac{(L \cdot \operatorname{sen} 50^\circ - (L \cdot \cos 50^\circ) \cdot \tan 5,7^\circ)}{1 + \tan 5,7^\circ \cdot k} \cdot k$$

$$d \geq 2.9$$

7.3.4.4 Cálculo de las zapatas de sujeción de la estructura soporte

Este cálculo es necesario solo para la instalación ACS que va instalada sobre cubierta plana, la instalación de calefacción va directamente atornillada a la cubierta inclinada.

Para el cálculo de las zapatas de hormigón de los captadores se parte de los siguientes datos:

- Velocidad de viento máxima esperada: 38 m/s (975N/m²)
- Superficie del captador: 2.85
- Inclinación: 45°



- Densidad hormigón: 2000kg/m³

Para el cálculo de la fuerza que ejerce el viento sobre los captadores se utiliza la siguiente expresión:

$$f = P \cdot A \cdot n \cdot \text{sen } \alpha$$

Donde

- f: fuerza del viento (N)
- P: presión del viento(N/m²)
- A: Área del captador (m²)
- n: número de captadores de la batería
- α : ángulo de inclinación del captador

Por lo tanto

$$f = 975 \cdot 2,85 \cdot 4 \cdot \text{sen } 45 = 7859,49 \text{ N}$$

El volumen que ha de tener cada zapata de la batería de captadores:

$$V_s = \frac{f}{\delta}$$

Dónde:

- V_s: volumen de la zapata (m³)
- F: fuerza del viento ejercida por el captador (N)
- δ : densidad del hormigón (N/m³)

Obedeciendo a esta ecuación el volumen mínimo es de 0.40 m³. Si se escogen dos zapatas de 5,5 m de largo y 0,3 m de ancho la altura de éstas zapatas será de 0.25 m.

7.3.5 Cálculo del sistema de intercambio

7.3.5.1 ACS

La potencia de intercambio deberá ser de al menos, 600 W por m² de captador solar:

$$P \geq 0,6 \cdot A_c$$

Siendo:

P la potencia del intercambiador

A_c la superficie total de los captadores instalados, en m².

Por lo tanto la potencia mínima del intercambiador debe ser:

$$P = 0,6 \cdot A_c = 0,6 \cdot 31,56 = 18936 \text{ W} = 18,94 \text{ kW}$$

7.3.5.2 Calefacción

Deberá cumplir las mismas condiciones que el intercambiador del ACS:

$$P = 0,6 A_c = 0,6 \cdot 73,68 = 44208 \text{ W} = 44,21 \text{ kW}$$

7.3.6 Cálculo del volumen de acumulación

El CTE, Documento básico HE4, se establece que:



1. El sistema solar se debe concebir en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia del generador (captadores solares), por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación.
2. Para la aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < \frac{V}{A_c} < 180$$

Siendo:

A_c la suma de las áreas de los captadores, en m^2 .

V el volumen del depósito de acumulación solar, en litros.

7.3.6.1 Acs

Para el sistema de ACS, y de acuerdo con el primer apartado del código técnico se ha decidido almacenar la demanda completa de un día con un acumulador de 5000 litros.

Se comprueba que cumple el segundo apartado:

$$50 < \frac{5000}{31,56} < 180$$

7.3.6.2 Calefacción

En el Código Técnico no se definen criterios para la selección específica del volumen de acumulación para calefacción. Por ello vamos a tomar como referencia la relación entre área de captadores y acumulación de Acs.

$$V = 50 \cdot A_c = 50 \cdot 73,68 = 3684 \text{ l}$$

Descuerdo a este dato el acumulador a instalar sería de 3500 litros.

7.3.7 Cálculo del circuito primario solar

7.3.7.1 Caudal del primario

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios establece en su I.T. 10.1.3.2. que "el caudal de circulación "estará comprendido entre 1,2 l/s y 1,6 l/s por cada 100 m^2 ". Lo que equivale a 43,2 l/h m^2 y 57,6 l/h m^2 , respectivamente.

En base a este criterio se establece un caudal del circuito primario de 50 litros/h m^2 de captación solar.

$$Q = Q_u \cdot S_c \cdot N$$

Siendo

Q caudal total del circuito primario, en litros/hora

Q_u caudal unitario en litros/h m^2 .

S_c superficie de un captador solar, en m^2

N número de captadores.

Por tanto y siguiendo lo establecido anteriormente:

- Para ACS necesitaremos 1578 litros/h. Tomaremos 1500 l/h
- Para calefacción necesitaremos 3684 litros/h. Tomaremos 3500 l/h

7.3.7.2 Tuberías del circuito primario

El diámetro de las tuberías se determina en función del caudal requerido en cada tramo del circuito.

En general, el diámetro de las tuberías se elige de forma que la velocidad del fluido caloportador no supere 1,5 o 2 m/s si discurren por locales habitados y 2,5 o 3 m/s si discurren por el exterior o en locales no habitados.

Para un diámetro de tubería y un caudal dados, la velocidad del fluido viene dada por la expresión:

$$v = 0,354 \frac{Q}{D^2}$$

Siendo:

V la velocidad en m/s.

Q el caudal en litros/h.

D el diámetro interior de la tubería, mm.

Por tanto y siguiendo las directrices planteadas, se procede al cálculo de los diámetros de tubería según los caudales requeridos en cada tramo, donde D_n es el diámetro nominal y D_i el diámetro interior.

7.3.7.2.1 ACS

Denominación	Caudal l/h	Dn Mm	Di mm	V m/s
Unión 3 baterías	1500	28	26	0,78
Unión 2 baterías	1000	22	20	0,88
1 batería	500	18	16	0,69

7.3.7.2.2 Calefacción

Denominación	Caudal l/h	Dn Mm	Di mm	V m/s
Unión 4 baterías	3500	42	40	0,77
Unión 3 baterías	2625	35	33	0,85
Unión 2 baterías	1750	28	26	0,92
1 batería	875	22	20	0,77

7.3.7.3 Aislamiento de las tuberías

El reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios establece el grosor mínimo del aislamiento de las tuberías en función de la temperatura máxima del fluido que circula por su interior y el diámetro de la canalización



En el apartado Tablas encontramos las tablas que recogen los espesores mínimos de aislamiento para tuberías en función de la temperatura del fluido, entre 66 y 100 °C para el circuito primario, y del emplazamiento: zona interior o exterior.

Por tanto los espesores de los aislamientos de la instalación serán:

7.3.7.3.1 ACS

Ubicación	Caudal l/h	Dn Mm	e mm
Exterior	1500	28	35
Exterior	1000	22	35
Exterior	500	18	35

7.3.7.3.2 Calefacción

Ubicación	Caudal l/h	Dn Mm	e mm
Exterior	3500	42	40
Exterior	2625	35	35
Exterior	1750	28	35
Exterior	875	22	35

7.3.7.4 Cálculo de la pérdida de carga del circuito primario solar

Se debe tener en cuenta que la circulación del fluido por el interior de un conducto produce unas pérdidas por rozamiento que dependen del diámetro de la tubería, de su rugosidad, de las características del fluido y de su velocidad.

La siguiente expresión proporciona las pérdidas de carga en tuberías de forma empírica y se obtiene a partir de la fórmula de Flamant y es aplicable para tuberías de paredes lisas de cobre, por las que circula agua caliente sin aditivos.

$$Pdc_u = 378 \cdot \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}}$$

Siendo:

Pdc_u la pérdida de carga unitaria en mm de columna de agua por metro lineal.

Q el caudal de circulación por la tubería en litros/h.

D el diámetro interior de la tubería, en mm.

L la longitud del tramo de tubería, en m.

Las pérdidas de carga lineales admisibles en tuberías de cobre se establecen entre 10 y 40 mm.c.a. por metro lineal de tubería, cuando el fluido que circula es agua sin aditivos.

Además de las pérdidas de carga lineales producidas por los tramos rectos, deben calcularse las pérdidas de carga singulares, debidas a cambios de dirección, derivaciones o elementos hidráulicos existentes en la canalización. Por tanto la pérdida de carga total producida en el circuito hidráulico será la suma de estas dos magnitudes.

A continuación se muestra la tabla donde se representan los distintos tramos del conducto más desfavorable y sus respectivas pérdidas de carga. Las pérdidas de carga en accesorios se ha realizado conforme a la norma UNE 149201:2008.

Acs							
Tramo	Q l/h	D mm	Pdc_u mm.c.c./ m	L m	PdC_L mm.c.a	PdC_a mm.c.a	PdC mm.c.a
A-B	1500	28	25,97	55,24	1434,77	171,81	1606,58
B-C	1000	22	44,42	4,61	204,79	24,68	229,47
C-D	500	18	38,12	5,01	190,97	74,05	265,02
G-H	1500	28	25,97	37,48	973,48	56,08	1029,57
Total				102,34			3130,63

Tabla 39. Pérdida de carga de los distintos tramos de la instalación ACS

Calefacción							
Tramo	Q l/h	D mm	Pdc_u mm.c.c./ m	L m	PdC_L mm.c.a	PdC_a mm.c.a	PdC mm.c.a
A-B	3500	42	14,79	24,97	369,19	141,04	510,23
B-C	2625	35	22,29	11	245,14	32,72	277,86
C-D	1750	28	34,02	1,17	39,80	27,65	67,44
D-E	875	22	35,17	12,63	444,14	110,58	554,72
F-G	875	22	35,17	1,5	52,75	55,29	108,04
H-I	3500	42	14,79	11,50	170,03	110,58	280,61
Total				62,77			1798,90

Tabla 40. Pérdida de carga de los distintos tramos de la instalación de calefacción

Dónde:

PdC_L es la pérdida de carga debida a la longitud de los conductos.

PdC_a es la pérdida de carga debida a los accesorios.

Por tanto la pérdida de carga global del circuito primario será de 3,13 m.c.a con unas pérdidas de carga lineales de 30,59 mm.c.a. para ACS y 1,80 m.c.a. con unas pérdidas de carga lineales de 28,66 mm.c.a.

Situándose ambos valores dentro de los márgenes establecidos.

7.3.7.5 Elección de la bomba del circuito primario solar

El funcionamiento de una bomba de circulación viene determinado por su curva característica, que representa la relación entre la altura manométrica H que proporciona la bomba y el caudal de circulación Q.

La altura manométrica H de la bomba en el punto de trabajo debe compensar la suma de todas las pérdidas de carga del circuito de captación y la diferencia de cotas entre el punto más bajo y más alto del circuito.

- Las pérdidas de carga del tramo más desfavorable de tuberías.
Estas pérdidas se traducen en un total de 3,13 m.c.a para la instalación de ACS y 1,80 m.c.a. para calefacción.



- La pérdida de carga producida por el intercambiador de calor.
Según el fabricante, las pérdidas de carga producidas por el intercambiador de calor en el circuito primario son de 1.76 m.c.a. Para ACS y 2,53 m.c.a. para calefacción
- Pérdida de carga de los captadores solares.
Se considera despreciable por ser inferiores al 1,5% de las pérdidas totales
- Altura geométrica.
La bomba también deberá elevar el agua hasta los colectores solares, la distancia desde el punto más bajo hasta los colectores son 7 metros en el caso de la instalación de ACS y 8 metros para la instalación de calefacción.

En la siguiente tabla se expresan las alturas manométricas y el caudal que debe aportar cada bomba.

	ACS	Calefacción
H (m.c.a)	11,89	12,33
Q (l/h)	1500	3500

Tabla 41. Altura manométrica y caudal de las bombas del circuito primario

7.3.7.6 Cálculo del vaso de expansión.

La determinación del tamaño del vaso de expansión cerrado se realiza mediante la fórmula:

$$V_{\text{vaso}} = V \cdot \varepsilon \cdot \frac{P_f}{P_f - P_i}$$

Dónde:

V_{vaso} es el volumen del vaso de expansión, en litros.

V es la cantidad de fluido caloportador en el circuito primario, en litros.

ε es el incremento del volumen del fluido caloportador para el agua será de 0,043

P_f es la presión absoluta final del vaso de expansión, calibrado en 4,5kg/cm².

P_i es la presión absoluta inicial del vaso de expansión, calibrado en 2,5kg/cm².

Para obtener el volumen de fluido contenido por las tuberías, se deberá el volumen unitario de cada tubería según su diámetro, en milímetros, como un cilindro de un metro de largo.

$$V_{ut} = \pi \cdot \frac{D_i^2}{4} \cdot 10^3 (\text{litros/m})$$

Introduciendo D_i en metros

Por tanto:

ACS			
D_i mm	V_{ut} Litros/m	L	V_{tub} litros
26	0,531	92,72	49,23
20	0,314	4,61	1,45
16	0,201	5,01	1,01

Tabla 42. Volumen de agua en las tuberías de la instalación de ACS

Calefacción			
D_i mm	V_{ut} Litros/m	L	V_{tub} litros
40	1,257	92,72	49,23
33	0,855	4,61	1,45
26	0,531	5,01	1,01
20	0,314	14,13	4,44

Tabla 43. Volumen de agua en las tuberías de la instalación de calefacción

El volumen en los captadores se hallará multiplicando el número de captadores por la capacidad de cada uno, suministrada por el fabricante. Según el fabricante la capacidad del captador solar es 1,67 litros. Por lo tanto:

- ACS, 12 colectores : 20,04 litros
- Calefacción, 28 colectores: 46,76 litros

El volumen del contenido en el intercambiador de calor suministrado por el fabricante es:

- ACS: 0,9 litros
- Calefacción: 1.5 litros

El volumen total de cada instalación:

- ACS: 72,63 litros
- Calefacción: 104,39 litros

El volumen mínimo del vaso de expansión será:

- ACS:

$$V_{vaso} = 72,63 \cdot 0,043 \cdot \frac{4,5}{4,5 - 2,5} = 7,03 \text{ litros}$$

- Calefacción:

$$V_{vaso} = 104,38 \cdot 0,043 \cdot \frac{4,5}{4,5 - 2,5} = 10,09 \text{ litros}$$

7.3.8 Cálculo del circuito secundario

7.3.8.1 Caudal del circuito secundario

Por el lado secundario del intercambiador circulará el agua de consumo en la instalación ACS y el agua de los radiadores en la instalación de calefacción. El reglamento de instalaciones Térmicas en los Edificios establece que el caudal del circuito secundario debe tener un valor similar al del primario, sin que la diferencia sea inferior a un 10%.

Por tanto se establecen 1500 litros/hora para ACS y 3500 litros/h para calefacción.

7.3.8.2 Tuberías del circuito secundario

En general, este circuito no tiene derivaciones. El cálculo del diámetro de la tubería se efectúa del mismo modo que el caso de las tuberías del circuito primario.



Denominación	Caudal l/h	Dn Mm	Di mm	V m/s
ACS	1500	22	20	1.32
Calefacción	3500	35	33	1.13

7.3.8.3 Aislamiento del circuito secundario

Las tuberías el circuito secundario deberán estar aisladas. En el circuito secundario la temperatura del agua será inferior a 66°C, de acuerdo con los espesores mínimo recogidos en el RITE.

Instalación	Ubicación	Caudal l/h	Dn mm	e mm
ACS	Interior	1500	22	25
Calefacción	Interior	3500	35	25

7.3.8.4 Cálculo pérdida de carga del circuito secundario

Del mismo modo que se calcularon las pérdidas de carga del circuito primario procedemos a calcular las pérdidas de carga del circuito secundario de la instalación de ACS. Teniendo en cuenta que existe un único tramo.

	Q l/h	D mm	Pdc_u mm.c.c/m	L m	PdC_L mm.c.a	PdC_a mm.c.a	PdC mm.c.a
ACS	1500	22	90,3	6	541,8	380	921,8

Las pérdidas de carga en la instalación de calefacción son:

	Q l/h	D mm	Pdc_u mm.c.c/m	L m	PdC_L mm.c.a	PdC_a mm.c.a	PdC mm.c.a
Calef	3500	35	36.86	6	221,16	442,7	663,86

7.3.8.5 Elección de la bomba del circuito secundario

Como ya se vio durante el cálculo del circuito primario, la bomba debe de ser capaz de suministrar el caudal de circulación y la altura manométrica de trabajo.

Para la instalación de ACS, las pérdidas de carga son las siguientes:

- Pérdidas de carga lineal del circuito.
Se traducen en 921,8 mm.c.a.
- La pérdida de carga del intercambiador.
Según el fabricante, 1,89 m.c.a
- Altura geométrica.
La altura geométrica en este caso se reduce a la altura del depósito acumulador, tomaremos 2,710 m.

Por lo tanto la bomba deberá suministrar 1500 l/h y una presión 5,522 m.c.a

Las pérdidas de carga en la instalación de calefacción:

- Pérdidas de carga lineal del circuito.
Se traducen en 663,86 mm.c.a.



- La pérdida de carga del intercambiador.
Según el fabricante, 2,23 m.c.a
- Altura geométrica.
La altura geométrica en este caso se reduce a la altura del depósito acumulador, tomaremos 2,580 m.

Por lo tanto tenemos un caudal de 3500 l/h y una presión de 5,47 m.c.a.

7.3.9 Cálculo subsistema de apoyo

La potencia de la caldera de apoyo debe elegirse del mismo modo que si la instalación no dispusiera de una instalación solar.

La potencia mínima de la caldera debe ser:

$$P = \frac{V \cdot (T_{pr} - T_{AF})}{t} \cdot 1,163 \cdot 10^{-3}$$

Siendo

P la potencia de la caldera en kW

V el volumen del depósito final en litros

T_{pr} temperatura de preparación máxima 50°

T_{AF} la temperatura mínima del año de la red 11°

t la fracción de tiempo de preparación del agua caliente.

Si tenemos en cuenta que los alumnos disponen de quince minutos entre clase y clase para asearse, que la instalación consta de ocho duchas y que el caudal de una ducha se puede considerar 6 l/m. Los litros gastados son 720 litros. Se estipula un volumen de acumulación de 1000 litros.

El tiempo de preparación del agua caliente se corresponde con el tiempo disponible entre clase y clase descontando el tiempo de uso, por lo tanto se consideran 45 minutos, 0,75 horas.

Por lo tanto la potencia de la caldera es:

$$P = \frac{1000 \cdot (50 - 11)}{0,75} \cdot 1,163 \cdot 10^{-3} = 60,48 \text{ kW}$$



7.3.10 Tablas

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Tabla 44. Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el interior de edificios. RITE

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60

Tabla 45. Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el exterior de edificios. RITE

7.4 Presupuesto

7.4.1 ACS

Instalación ACS					
Código	unidad	Descripción	pr/u	cantidad	Precio
IACS1	u	Captador solar plano Modelo 3.0 TINOX PLUS, totalmente montado y conecta hidráulicamente, y sujetado físicamente a la estructura	680	12	8160,00
IACS2	u	Estructura soporte , para captadores solares planos para cuatro captadores en posición vertical. Incluyendo las zapatas de hormigón, tornillos y accesorios	475	3	1425,00
IACS3	u	Funda captadores . Tela reflectante de aluminio pulido brillan para los meses con exceso de aportación de calor	67	3	201,00
IACS4	m	Tubería de cobre Ø28 mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	10,68	92,72	990,25



IACS5	m	Tubería de cobre de Ø22mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	8,01	17,45	139,77
IACS6	m	Tubería de cobre de Ø18mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	6,69	15,62	104,50
IACS7	%	Accesorios especiales de tubería como codos, tes, soldaduras, abrazaderas etc. Porcentaje en función del precio de la tubería.		10	123,45
IACS8	m	Aislamiento tubular flexible "solar forrado de PVC" marca L'ISOLANTE K-FLEX de 35 mm de espesor para tubería de Ø28mm, instalaciones situadas en el exterior	14,52	80,22	1164,79
IACS9	m	Aislamiento tubular flexible marca L'ISOLANTE K-FLEX de 25 mm de espesor para tubería de Ø28mm, instalaciones situadas en el interior	6,94	12,5	86,75
IACS10	m	Aislamiento tubular flexible "solar forrado de PVC" marca L'ISOLANTE K-FLEX de 35 mm de espesor para tubería de Ø18mm, instalaciones situadas en el exterior	13,13	9,22	121,06
IACS11	m	Aislamiento tubular flexible marca L'ISOLANTE K-FLEX de 25 mm de espesor para tubería de Ø22mm, instalaciones situadas en el interior	5,88	8,23	48,39
IACS12	u	Acumulado solar. Depósito de gran capacidad vitrificado con 5000 litros de capacidad destinado a funciones de acumulación de ACS, mediante una producción externa como un intercambiador de placas. Modelo IMVV 5000 RB	5631	1	5631,00
IACS13	u	Acumulador final. Depósito de gran capacidad vitrificado con serpentín fijo de 1000 litros de capacidad. Protección catódica, 3,12 metros cuadrados de intercambiador	2875	1	2875,00
IACS14	u	Bomba del circuito primario. Modelo SC65 Baxiroca.	921	1	921,00
IACS15	u	Bomba del circuito secundario. Modelo pc1045 Baxiroca	250	1	250,00
IACS16	u	Vaso de expansión. Modelo 15 AMR de Salvador Escoda. 15 litros de capacidad. Presión máxima de trabajo hasta 10 bares	52	1	52,00



IACS17	u	intercambiador de calor. Intercambiador de placas inoxidable modelo M3FGH20 de Salvador Escoda, con 20 placas, temperatura máxima de servicio 140° C y unas pérdidas de 1,76 m.c.a en el primario y 1,89 m.c.a en el secundario	1066	1	1066,00
IACS18	u	Grupo de apoyo. Grupo térmico CPA 70-BTH Baxiroca. Con todos los elementos para su correcto funcionamiento. Adaptable para su funcionamiento con gas, gasóleo o biomasa.	3500	1	3500,00
IACS19	u	Centralita de regulación. RESOL DeltaSol E que incorpora el calorímetro y el control del circuito de calefacción controlado en función de la temperatura exterior. Con 7 salidas relé, 10 entradas de sondas Pt1000, 1 entrada de impulsos para el caudalímetro y otra para célula solar CS 10. Se suministra con 6 sondas de temperatura Pt1000(2 x FKP6 uso exterior, 4 x FRP6 uso interior)	419	1	419,00
IACS20	u	Sonda radiación solar. Célula solar CS10 en la que la corriente aumenta proporcionalmente a la intensidad de irradiación. El cable puede alargarse hasta 200m o hasta 200Ω	37,55	1	37,55
IACS21	m	Cableado eléctrico. Cables eléctricos de cobre de bajo voltaje. Secciones de 0,75 y 1,5 mm ² .	0,88	70	61,60
IACS22	u	Bus de conexiones. RESOL Datalogger DL 2 para el control de rendimiento de la instalación solar, con visualización a distancia por ordenador del estado y fallos del sistema. Puerto LAN integrado. Con ranura tarjeta SD para descarga de datos	350	1	350,00
IACS23	u	Válvula de corte 1". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	11,14	6	66,84
IACS24	u	Válvula de corte 3/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	7,68	8	61,44
IACS25	u	Válvula de corte 1/2". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	5,17	12	62,04
IACS26	u	Válvula de seguridad 1". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	25,55	1	25,55
IACS27	u	Válvula de seguridad 3/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	11	2	22,00
IACS28	u	Válvula de seguridad 1/2". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	5,65	6	33,90
IACS29	u	Válvula antiretorno 1". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	5,75	1	5,75



IACS30	u	Válvula antiretorno 3/4" .Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	4,24	2	8,48
IACS31	u	Válvula antiretorno 1/2" .Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	3,03	3	9,09
IACS32	u	Válvula de tres vías motorizada . Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	49	1	49,00
IACS33	u	Filtro mecánico 1" .Totalmente equipado, instalada y puesta en servicio	8,66	1	8,66
IACS34	u	Filtro mecánico 3/4" .Totalmente equipado, instalada y puesta en servicio	5,92	1	5,92
IACS35	u	Purgador . Separador de aire solar con purgador automático. Totalmente equipado, instalado y puesta en servicio	123,82	3	371,46
IACS36	u	Manómetro . Suministro y montaje de manómetro escala 0 a 10 bares. Totalmente equipado, instalado y puesta en servicio	11,75	7	82,25
IACS37	u	Termómetro . Suministro y montaje de un termómetro para temperaturas de 0-120 °C. Totalmente equipado, instalado y puesta en servicio.	12,93	7	90,51
IACS40	u	Elevación materiales a las cubiertas	400	1	400,00
IACS41	u	Montaje	2000	1	2000,00
IACS42	u	Caseta de obra para la instalación	2000	1	2000,00
Total ejecución material					33531,01
Seguridad y salud					1676,55
Proyecto de ingeniería y dirección					1676,55
Base imponible					36884,11
Total presupuesto de instalación ACS (IVA)					44629,77

7.4.2 Calefacción

Instalación Calefacción					
Código	unidad	Descripción	pr/u	cantidad	Precio
ICAL1	U	Captador solar plano Modelo 3.0 TINOX PLUS, totalmente montado y conecta hidráulicamente, y sujetado físicamente a la estructura	680	24	16320
ICAL2	U	Estructura soporte , para captadores solares planos para siete captadores en posición vertical. Incluyendo las zapatas de hormigón, tornillos y accesorios	812	4	3248,00



ICAL3	U	Funda captadores. Tela reflectante de aluminio pulido brillan para los meses con exceso de aportación de calor	134	4	536,00
ICAL4	M	Tubería de cobre Ø35 mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	14,11	23,09	325,80
ICAL5	M	Tubería de cobre Ø28 mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	10,68	13,32	142,26
ICAL6	M	Tubería de cobre de Ø22mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	8,01	36,42	291,72
ICAL7	M	Tubería de cobre de Ø42mm para instalaciones de agua fría y caliente, instalada y funcionando según normativa vigente.	16,52	24,97	412,50
ICAL8	%	Accesorios especiales de tubería como codos, tes, soldaduras, abrazaderas etc. Porcentaje en función del precio de la tubería.		10	117,23
ICAL9	M	Aislamiento tubular flexible "solar forrado de PVC" marca L'ISOLANTE K-FLEX de 40mm de espesor para tubería de Ø42mm, instalaciones situadas en el exterior	33,53	24,97	837,24
ICAL10	M	Aislamiento tubular flexible "solar forrado de PVC" marca L'ISOLANTE K-FLEX de 35 mm de espesor para tubería de Ø35mm, instalaciones situadas en el exterior	15,25	13,09	199,62
ICAL11	M	Aislamiento tubular flexible "solar forrado de PVC" marca L'ISOLANTE K-FLEX de 35 mm de espesor para tubería de Ø28mm, instalaciones situadas en el interior	14,52	13,32	193,41
ICAL12	M	Aislamiento tubular flexible "solar forrado de PVC" marca L'ISOLANTE K-FLEX de 35 mm de espesor para tubería de Ø22mm, instalaciones situadas en el exterior	13,6	36,42	495,31



ICAL13	M	Aislamiento tubular flexible marca L'ISOLANTE K-FLEX de 25 mm de espesor para tubería de Ø35mm, instalaciones situadas en el interior	7,92	10	79,20
ICAL14	U	Acumulado solar. Depósito de inercia destinado a la acumulación de agua caliente o fría en circuito cerrado. Aislados térmicamente con espuma rígida de poliuretano inyectado en molde, libre de CFC.	3434	1	3434,00
ICAL15	U	Bomba del circuito primario. Modelo SC65 Baxiroca.	921	2	1842,00
ICAL16	U	Bomba del circuito secundario. Modelo pc1065 Baxiroca	313	2	626,00
ICAL17	U	Vaso de expansión. Modelo 20 AMR de Salvador Escoda. 20 litros de capacidad. Presión máxima de trabajo hasta 10 bares	56,35	1	56,35
ICAL18	U	intercambiador de calor. Intercambiador de placas inoxidable modelo M3FGH20 de Salvador Escoda, con 20 placas, temperatura máxima de servicio 140° C y unas pérdidas de 1,76 mc.a en el primario y 1,89 m.c.a en el secundario	1494	1	1494,00
ICAL19	U	Centralita de regulación. RESOL DeltaSol E que incorpora el calorímetro y el control del circuito de calefacción controlado en función de la temperatura exterior. Con 7 salidas relé, 10 entradas de sondas Pt1000, 1 entrada de impulsos para el caudalímetro y otra para célula solar CS 10. Se suministra con 6 sondas de temperatura Pt1000(2 x FKP6 uso exterior, 4 x FRP6 uso interior)	419	1	419,00
ICAL20	U	Sonda radiación solar. Célula solar CS10 en la que la corriente aumenta proporcionalmente a la intensidad de irradiación. El cable puede alargarse hasta 200m o hasta 200Ω	37,55	1	37,55



ICAL21	M	Cableado eléctrico.	0,88	70	61,60
ICAL22	U	Bus de conexiones. RESOL Datalogger DL 2 para el control de rendimiento de la instalación solar, con visualización a distancia por ordenador del estado y fallos del sistema. Puerto LAN integrado. Con ranura tarjeta SD para descarga de datos	350	1	350,00
ICAL23	U	Válvula de corte 1 1/2". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	21,57	10	215,70
ICAL24	U	Válvula de corte 3/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	7,68	12	92,16
ICAL25	U	Válvula de corte 1 1/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	15,25	8	122,00
ICAL26	U	Válvula de seguridad 1 1/2". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	109,6	1	109,60
ICAL27	U	Válvula de seguridad 3/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	11	4	44,00
ICAL28	U	Válvula de seguridad 1 1/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	86,23	1	86,23
ICAL29	U	Válvula antiretorno 1 1/2". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	13,61	2	27,22
ICAL30	U	Válvula antiretorno 3/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	4,24	3	12,72
ICAL31	U	Válvula antiretorno 1 1/4". Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	10,89	3	32,67
ICAL32	U	Válvula de tres vías motorizada. Totalmente equipada, instalada y puesta en servicio	49	1	49,00
ICAL33	U	Filtro mecánico 1 1/2". Totalmente equipado, instalada y puesta en servicio	23,49	2	46,98
ICAL34	U	Filtro mecánico 1 1/4". Totalmente equipado, instalada y puesta en servicio	17,03	2	34,06



ICAL35	U	Purgador. Separador de aire solar con purgador automático. Totalmente equipado, instalado y puesta en servicio	123,82	4	495,28
ICAL36	U	Manómetro. Suministro y montaje de manómetro escala 0 a 10 bares. Totalmente equipado, instalado y puesta en servicio	11,75	9	105,75
ICAL37	U	Termómetro. Suministro y montaje de un termómetro para temperaturas de 0-120 °C. Totalmente equipado, instalado y puesta en servicio.	12,93	6	77,58
ICAL40	U	Elevación materiales a las cubiertas	400	1	400,00
ICAL41	U	Montaje	3000	1	3000,00
ICAL42	U	Caseta de obra para la instalación	2000	1	2000,00
Total Ejecución material					40522,02
Seguridad y salud					2026,10
Proyecto de ingeniería y dirección					2026,10
Base imponible					44574,22
Total instalación para calefacción (IVA)					53934,81

7.5 Estudio de viabilidad

7.5.1 Ahorro generado

En este apartado vamos a estimar el ahorro producido por las instalaciones, aunque ambas instalaciones se han realizado considerando el combustible que utiliza actualmente el centro (gasóleo), calcularemos también el ahorro con otros combustibles.

Tomaremos los siguientes valores:

- Rendimiento de la caldera funcionando con gasóleo: 94.1%
- Rendimiento de la caldera funcionando con gas : 94.1%
- Cop. De bomba de calor: 4
- Precio del gasóleo: 8,14 c€/kWh
- Precio del gas: 5.038 c€/kWh
- Precio electricidad: 0.1036 €/kWh



7.5.1.1 Instalación ACS.

MES	Demanda	Prod.solar	Prod.cald	a. gasóleo	a.gas nat.	a. bomb
	kWh/mes	kWh/mes	kWh/mes	€	€	€
Enero	3850,01	2303,05	1546,97	199,22	123,30	59,65
Febrero	4302,96	2487,28	1815,68	215,16	133,17	64,42
Marzo	3089,30	2643,69	445,62	228,69	141,54	68,47
Abril	4512,01	2994,51	1517,50	259,04	160,32	77,56
Mayo	4268,12	3050,06	1218,05	263,84	163,30	79,00
Junio	3257,70	2720,04	537,66	235,29	145,63	70,45
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	2415,70	2179,89	235,80	188,57	116,71	56,46
Octubre	4343,61	2435,60	1908,01	210,69	130,40	63,08
Noviembre	4297,15	2110,75	2186,40	182,59	113,01	54,67
Diciembre	2944,13	1932,61	1011,52	167,18	103,47	50,05
Total	37280,68	24857,48	12423,20	2150,26	1330,84	643,81

7.5.1.2 Instalación de calefacción.

MES	Demanda	Prod.solar	Prod.Cald	a.gasoleo	a.gas nat.	a.bomb
	kWh/mes	kWh/mes	kWh/mes	€	€	€
Enero	5246,72	4348,50	898,22	376,16	232,81	112,63
Febrero	3519,14	3606,87	0,00	312,01	193,11	93,42
Marzo	1791,56	1946,63	0,00	168,39	104,22	50,42
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	1535,63	1393,59	142,04	120,55	74,61	36,09
Diciembre	12476,96	4997,06	7479,90	432,26	267,54	129,42
Total	24570,02	16292,65	8520,17	1409,37	872,29	421,98

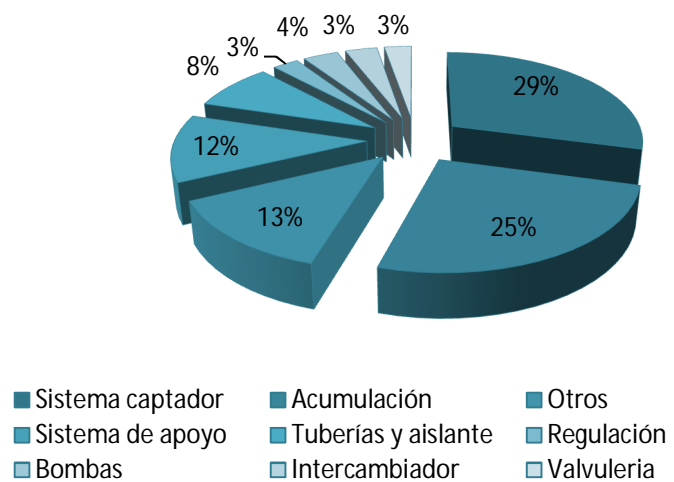
7.5.2 Inversión

7.5.2.1 ACS

El presupuesto asciende a 44779,21 €, incluyendo los conceptos de ejecución material, seguridad y salud, honorarios proyecto de ingeniería y dirección de obra e impuestos.

Un resumen del presupuesto de ejecución material es el siguiente:

Resumen	Pr. Partida
Sistema captador	9786,00
Acumulación	8506,00
Otros	4452,00
Sistema de apoyo	4000,00
Tuberías y aislante	2778,97
Regulación	868,15
Bombas	1171,00
Intercambiador	1066,00
Valvulería	902,89
Total	33531,01



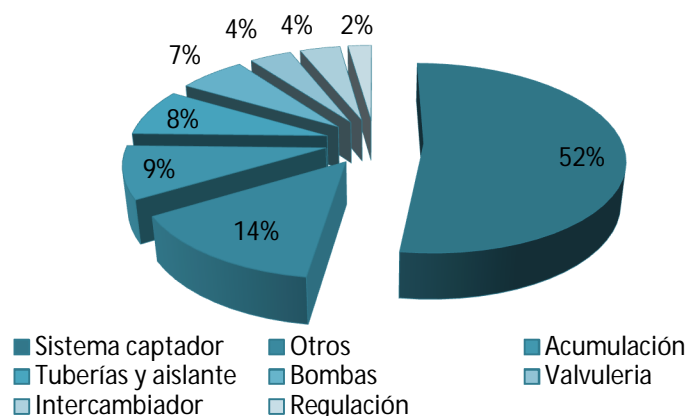
Se puede observar como el sistema de captación y el de acumulación, suponen más del 50% del precio de la instalación. La tercera partida se dispara en parte por la necesidad de la construcción de un habitáculo donde situar todos los elementos.

7.5.2.2 Calefacción

El presupuesto asciende a 53934,81 €, incluyendo los conceptos de ejecución material, seguridad y salud, honorarios proyecto de ingeniería y dirección de obra e impuestos.

Un resumen del presupuesto de ejecución material es el siguiente:

Resumen	Pr. Partida
Sistema captador	20104,00
Otros	5456,35
Acumulación	3434,00
Tuberías y aislante	3094,30
Bombas	2468,00
Valvulería	1550,95
Intercambiador	1494,00
Regulación	868,15
Total	38469,75



Como en el caso de la instalación de ACS, las partidas con mayor presupuesto son el sistema de captación, el de acumulación y "otros", si hubiéramos partido de una edificación de nueva construcción esta partida no tendría tanto valor, ya que se había previsto el lugar de la instalación durante su construcción.

7.5.3 Subvenciones o ayudas

Actualmente no existen planes de ayudas o subvenciones a nivel nacional para este tipo de instalaciones. Existen otras campañas privadas y a nivel autonómico y local pero no se realizan con periodicidad. El principal problema de estas subvenciones o ayudas es que no se sabe si se va a disponer de ellas o no, por ejemplo las establecidas en Junio del 2013 por la Región de Murcia, además las subvenciones se distribuyen entre las solicitudes por concurso tomando como

referencia unos baremos establecidos, por lo que es posible que dos instalaciones con la misma puntuación en distintas convocatorias una recibiera ayuda y otra no.

Debido a esta arbitrariedad no se va a tener en cuenta ningún tipo de ayuda.

7.5.4 Financiación

Al tratarse de un centro de enseñanza público, económicamente depende del Ministerio de Educación. La opción de financiación externa, encarecería la instalación, por lo que para el estudio inicial supondremos que se financia al 0% de interés, mediante partida presupuestaria del Ministerio de Educación.

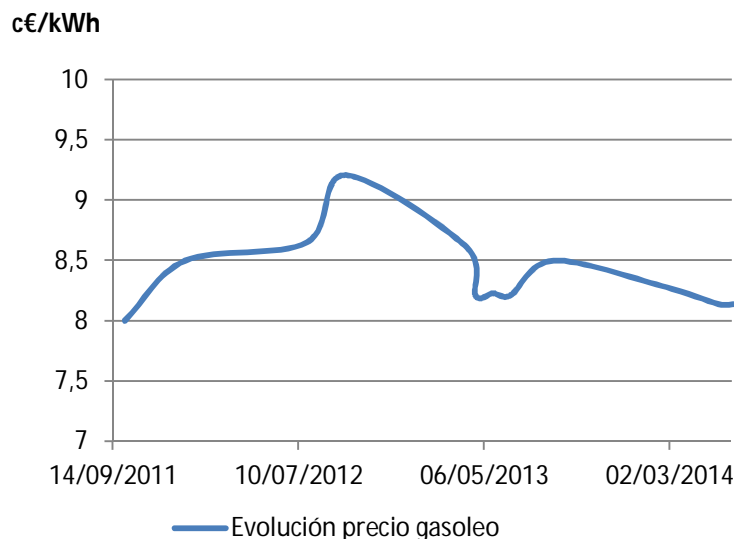
7.5.5 Cálculo de flujos de caja.

En este caso, no se debería hablar de flujos de caja ya que no existen ingresos, en su lugar trabajaremos con el ahorro producido. Se va a considerar para ambas instalaciones un horizonte temporal de 25 años. Se debe tener en cuenta que en la instalación ACS en caso de no existir la instalación solar se debería instalar la misma caldera de apoyo y un acumulador final mayor. El ahorro producido por la instalación ACS no puede compensar la instalación de la caldera. Además tendremos en cuenta el rendimiento de la caldera, que implica un mayor uso del combustible, por kWh demandado.

7.5.5.1 Variación del precio del combustible

Según los informes de IDAE que se han podido encontrar, el precio por kilovatio hora de gasóleo C sigue una tendencia a la baja. Esto puede ser debido al auge del gas natural.

Fecha del informe	c€/kWh
03/10/2011	8
09/01/2012	8,5
23/07/2012	8,65
24/09/2012	9,21
08/04/2013	8,61
22/04/2013	8,21
21/05/2013	8,23
17/06/2013	8,21
26/08/2013	8,5
17/02/2014	8,29
20/05/2014	8,14
17/06/2014	8,14



Para previsiones futuras no se espera que esta tendencia continúe, por lo tanto vamos a tomar tres supuestos:

- Supuesto 1: el último valor publicado como constante a lo largo del horizonte temporal.
- Supuesto 2: el precio aumenta 2% anual
- Supuesto 3: el precio disminuye un 1% anual

7.5.5.2 Instalación ACS

Año	Pr.solar	Ahorro producido			Ahorro acumulado		
		Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
1	26444,13	2289,95	2289,95	2289,95	2289,95	2289,95	2289,95
2	24857,48	2152,55	2335,75	2267,05	4442,50	4625,70	4557,00
3	24857,48	2152,55	2382,46	2244,38	6595,05	7008,16	6801,38
4	24857,48	2152,55	2430,11	2221,94	8747,60	9438,27	9023,31
5	24857,48	2152,55	2478,71	2199,72	10900,16	11916,99	11223,03
6	24857,48	2152,55	2528,29	2177,72	13052,71	14445,27	13400,75
7	24857,48	2152,55	2578,85	2155,94	15205,26	17024,13	15556,69
8	24857,48	2152,55	2630,43	2134,38	17357,81	19654,56	17691,07
9	24857,48	2152,55	2683,04	2113,04	19510,36	22337,60	19804,11
10	24857,48	2152,55	2736,70	2091,91	21662,92	25074,30	21896,02
11	24857,48	2152,55	2791,43	2070,99	23815,47	27865,74	23967,00
12	24857,48	2152,55	2847,26	2050,28	25968,02	30713,00	26017,28
13	24857,48	2152,55	2904,21	2029,78	28120,57	33617,21	28047,06
14	24857,48	2152,55	2962,29	2009,48	30273,12	36579,50	30056,54
15	24857,48	2152,55	3021,54	1989,38	32425,68	39601,04	32045,92
16	24857,48	2152,55	3081,97	1969,49	34578,23	42683,01	34015,41
17	24857,48	2152,55	3143,61	1949,79	36730,78	45826,62	35965,21
18	24857,48	2152,55	3206,48	1930,30	38883,33	49033,10	37895,50
19	24857,48	2152,55	3270,61	1910,99	41035,88	52303,71	39806,50
20	24857,48	2152,55	3336,02	1891,88	43188,44	55639,73	41698,38
21	24857,48	2152,55	3402,74	1872,97	45340,99	59042,48	43571,35
22	24857,48	2152,55	3470,80	1854,24	47493,54	62513,28	45425,58
23	24857,48	2152,55	3540,21	1835,69	49646,09	66053,49	47261,27
24	24857,48	2152,55	3611,02	1817,34	51798,64	69664,51	49078,61
25	24857,48	2152,55	3683,24	1799,16	53951,20	73347,75	50877,77

Al final de los 25 años, sin considerar costes de mantenimiento, y descontando de la inversión el sistema de apoyo, se ha ahorrado:

- Supuesto 1: 53951.20 € recuperándose la inversión, en el año 16.
- Supuesto 2: 73347.75 € recuperándose la inversión en el año 14.
- Supuesto 3: 50877.77 € recuperándose la inversión en el año 17.



Si tenemos en cuenta que el precio del combustible viene en función del poder calorífico superior y que la caldera solamente puede aprovechar el poder calorífico inferior, el precio del kWh útil aumenta aumentándose el ahorro y disminuyéndose el periodo de recuperación.

Año	Pr.solar	Ahorro producido			Ahorro acumulado		
		Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
1	26444,13	2425,79	2425,79	2425,79	2425,79	2425,79	2425,79
2	26444,13	2425,79	2474,31	2401,54	4851,59	4900,10	4827,33
3	26444,13	2425,79	2523,80	2377,52	7277,38	7423,90	7204,85
4	26444,13	2425,79	2574,27	2353,74	9703,17	9998,17	9558,59
5	26444,13	2425,79	2625,76	2330,21	12128,97	12623,93	11888,80
6	26444,13	2425,79	2678,27	2306,91	14554,76	15302,20	14195,71
7	26444,13	2425,79	2731,84	2283,84	16980,55	18034,03	16479,54
8	26444,13	2425,79	2786,47	2261,00	19406,35	20820,51	18740,54
9	26444,13	2425,79	2842,20	2238,39	21832,14	23662,71	20978,93
10	26444,13	2425,79	2899,05	2216,00	24257,93	26561,76	23194,93
11	26444,13	2425,79	2957,03	2193,84	26683,73	29518,79	25388,78
12	26444,13	2425,79	3016,17	2171,91	29109,52	32534,96	27560,68
13	26444,13	2425,79	3076,49	2150,19	31535,31	35611,45	29710,87
14	26444,13	2425,79	3138,02	2128,68	33961,11	38749,47	31839,55
15	26444,13	2425,79	3200,78	2107,40	36386,90	41950,25	33946,95
16	26444,13	2425,79	3264,80	2086,32	38812,69	45215,05	36033,27
17	26444,13	2425,79	3330,09	2065,46	41238,49	48545,15	38098,73
18	26444,13	2425,79	3396,70	2044,81	43664,28	51941,84	40143,54
19	26444,13	2425,79	3464,63	2024,36	46090,07	55406,47	42167,90
20	26444,13	2425,79	3533,92	2004,11	48515,87	58940,40	44172,01
21	26444,13	2425,79	3604,60	1984,07	50941,66	62545,00	46156,09
22	26444,13	2425,79	3676,69	1964,23	53367,45	66221,69	48120,32
23	26444,13	2425,79	3750,23	1944,59	55793,25	69971,92	50064,91
24	26444,13	2425,79	3825,23	1925,14	58219,04	73797,15	51990,05
25	26444,13	2425,79	3901,74	1905,89	60644,83	77698,89	53895,95

- Supuesto 1: 60644,83 € recuperándose la inversión, en el año 15.
- Supuesto 2: 77698,89 € recuperándose la inversión en el año 14.
- Supuesto 3: 53895,95 € recuperándose la inversión en el año 17.

7.5.5.3 Calefacción

Ahorro producido					Ahorro acumulado		
Año	Pr.solar	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
1	16292,65	1410,87	1410,87	1410,87	1410,87	1410,87	1410,87
2	16292,65	1410,87	1439,09	1396,77	2821,75	2849,97	2807,64
3	16292,65	1410,87	1467,87	1382,80	4232,62	4317,84	4190,44
4	16292,65	1410,87	1497,23	1368,97	5643,50	5815,07	5559,41
5	16292,65	1410,87	1527,18	1355,28	7054,37	7342,24	6914,69
6	16292,65	1410,87	1557,72	1341,73	8465,24	8899,96	8256,41
7	16292,65	1410,87	1588,87	1328,31	9876,12	10488,84	9584,72
8	16292,65	1410,87	1620,65	1315,03	11286,99	12109,49	10899,75
9	16292,65	1410,87	1653,06	1301,88	12697,87	13762,55	12201,63
10	16292,65	1410,87	1686,12	1288,86	14108,74	15448,68	13490,48
11	16292,65	1410,87	1719,85	1275,97	15519,61	17168,52	14766,45
12	16292,65	1410,87	1754,24	1263,21	16930,49	18922,77	16029,66
13	16292,65	1410,87	1789,33	1250,58	18341,36	20712,10	17280,24
14	16292,65	1410,87	1825,12	1238,07	19752,23	22537,21	18518,31
15	16292,65	1410,87	1861,62	1225,69	21163,11	24398,83	19744,00
16	16292,65	1410,87	1898,85	1213,43	22573,98	26297,68	20957,44
17	16292,65	1410,87	1936,83	1201,30	23984,86	28234,51	22158,74
18	16292,65	1410,87	1975,56	1189,29	25395,73	30210,07	23348,02
19	16292,65	1410,87	2015,08	1177,39	26806,60	32225,15	24525,42
20	16292,65	1410,87	2055,38	1165,62	28217,48	34280,53	25691,04
21	16292,65	1410,87	2096,48	1153,96	29628,35	36377,01	26845,00
22	16292,65	1410,87	2138,41	1142,42	31039,23	38515,42	27987,42
23	16292,65	1410,87	2181,18	1131,00	32450,10	40696,61	29118,42
24	16292,65	1410,87	2224,81	1119,69	33860,97	42921,41	30238,11
25	16292,65	1410,87	2269,30	1108,49	35271,85	45190,71	31346,60

En este caso el ahorro generado durante los 25 años de la instalación no compensa, ni siquiera el coste, esto es debido a la escasa demanda de calefacción y al corto periodo de utilización.

7.5.6 VAN y TIR

Como se ha visto en el cálculo de los flujos de caja, la instalación de calefacción no es capaz de cubrir los costes de instalación considerándose directamente no rentable.

Para estudiar la rentabilidad de la instalación de ACS se puede recurrir a dos parámetros financieros, el Valor Actualizado Neto y la Tasa Interna de Retorno. En ambos tomaremos como inversión inicial el precio de la instalación sin contar con la instalación de apoyo.

- Valor actualizado Neto, VAN: se trata de comparar la suma de los flujos de caja actualizados según una tasa de actualización constante. Se han tomado dos supuestos de tasa de actualización, 5% y 2,65% que es el valor del bono a diez años de España
- Tasa Interna de Retorno, TIR: es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	5.031,60 €	15.022,61 €	1.023,27 €	7.428,52 €	18.012,22 €	3.182,40 €
VAN (5%)	-3.844,39 €	2.895,05 €	-6.582,49 €	-2.020,97 €	5.118,26 €	-4.921,51 €
TIR	3,9%	5,7%	2,9%	4,4%	6,3%	3,5%

7.5.7 Estudio Sensibilidad

La sensibilidad al precio del combustible se ha tenido en cuenta en cada uno de los supuestos realizados para el cálculo de los flujos de caja. A continuación comprobaremos el efecto que produce una variación en el precio de la instalación, así como de los colectores solares por ser la partida más cara de la instalación.

7.5.7.1 Precio de la instalación

Se va a comprobar el efecto de reducir los costes de instalación un cinco, un diez y un veinte por ciento:

- Reducción 5% del precio de la instalación.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	5.031,60 €	15.022,61 €	1.023,27 €	7.428,52 €	18.012,22 €	3.182,40 €
VAN (5%)	-3.844,39 €	2.895,05 €	-6.582,49 €	-2.020,97 €	5.118,26 €	-4.921,51 €
TIR	3,9%	5,7%	2,9%	4,4%	6,3%	3,5%

- Reducción de un 10% del precio de la instalación.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	8.568,96 €	18.559,97 €	4.560,63 €	10.965,88 €	21.549,58 €	6.719,76 €
VAN (5%)	-386,20 €	6.353,24 €	-3.124,30 €	1.437,21 €	8.576,45 €	-1.463,32 €
TIR	4,9%	6,8%	3,9%	5,5%	7,4%	4,5%

- Reducción de un 20% del precio de la instalación.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	12.106,32 €	22.097,33 €	8.097,99 €	14.503,24 €	25.086,94 €	10.257,13 €
VAN (5%)	3.071,99 €	9.811,43 €	333,89 €	4.895,41 €	12.034,65 €	1.994,87 €
TIR	6,1%	8,0%	5,1%	6,7%	8,6%	5,7%

7.5.7.2 Precio de los colectores

Se va a comprobar el efecto de reducir el precio de los paneles un cinco, un diez y un veinte por ciento:

- Reducción 5% del precio de los colectores.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	5.560,63 €	15.551,64 €	1.552,29 €	7.957,55 €	18.541,24 €	3.711,43 €
VAN (5%)	-3.327,20 €	3.412,24 €	-6.065,31 €	-1.503,79 €	5.635,45 €	-4.404,33 €
TIR	4,0%	5,9%	3,1%	4,6%	6,5%	3,6%

- Reducción de un 10% del precio de los colectores.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	6.089,66 €	16.080,67 €	2.081,32 €	8.486,58 €	19.070,27 €	4.240,46 €
VAN (5%)	-2.810,01 €	3.929,43 €	-5.548,12 €	-986,60 €	6.152,64 €	-3.887,14 €
TIR	4,1%	6,0%	3,2%	4,7%	6,6%	3,8%

- Reducción de un 20% del precio de los colectores.

	Precio en función PCS			Precio en función PCI		
	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3	Supuesto 1	Supuesto 2	Supuesto 3
VAN (2,65%)	7.147,71 €	17.138,72 €	3.139,38 €	9.544,63 €	20.128,33 €	5.298,52 €
VAN (5%)	-1.775,64 €	4.963,80 €	-4.513,74 €	47,78 €	7.187,01 €	-2.852,76 €
TIR	4,4%	6,3%	3,5%	5,0%	6,9%	4,1%

7.6 Pliego de condiciones

7.6.1 Objeto

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de nuestra instalación solar fotovoltaica conectada a red. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares térmicas.

7.6.2 Documentos que definen las obras

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Descripción, que se incluyen en el presente Documento.



Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en este último documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

7.6.3 Componentes y materiales

Todos los equipos deberán responder al RITE 2007 Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE).

La sala donde se ubiquen todos los equipos del sistema térmico debe ser independiente de la sala donde se ubiquen los sistemas eléctricos.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro.

Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones a título orientativo. La elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador, en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador.

Los materiales seleccionados cumplirán con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes. La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano.

Se dispondrá de desagües en la habitación donde residen los acumuladores y las bombas, garantizándose la evacuación de agua en caso de pérdidas del fluido del sistema producidas por accidente, por mantenimiento o por otro tipo de actividad que las pueda provocar.

7.6.3.1 Sistema de captación

Los captadores a montar deben adaptarse a las características y condiciones de trabajo de la instalación, siguiendo siempre las especificaciones y recomendaciones dadas por el fabricante. Además han de estar diseñados y contruidos de manera que sus características en uso normal sean seguras y sin riesgo para el usuario del entorno.

La carcasa de los captadores ha de ser estanca al agua de lluvia para prevenir filtraciones. Así mismo, los captadores deberán de disponer de un orificio de ventilación situado en la parte inferior



para evitar condensación en su interior. Este orificio deberá de estar realizado de manera que el drenaje de la condensación no afecte al aislante y facilitar la ventilación.

Todos los materiales han de ser incombustibles y han de resistir la temperatura máxima de estancamiento. Así mismo, han de ser resistentes al choque térmico y a la exposición de la radiación UV, como a la lluvia, nieve, granizo, heladas, viento u otras inclemencias ambientales.

En la máxima temperatura de trabajo, los materiales no pueden fundirse, no pueden emitir vapores que puedan condensarse sobre otras superficies ni poder sufrir corrosiones.

Los captadores han de cumplir los ensayos requeridos en las normas UNE-EN 12975-1 y UNE-EN12975-2. Durante estos ensayos no se pueden producir ninguno de los siguientes fallos:

- No se pueden producir fugas en el absorbedor ni deformaciones que establezcan contacto de éste con la cubierta.
- Rotura o deformaciones permanentes de la cubierta de las fijaciones de la cubierta.
- Rotura o deformaciones permanentes de los puntos de fijación de la carcasa del captador.
- Acumulación de humedad dentro del captador.

Los perfiles de acero que constituyen la estructura soporte de los paneles han de tener un aspecto exterior uniforme sin defectos. No pueden tener defectos internos o externos que perjudiquen su correcta utilización. El fabricante debe proporcionar las características mecánicas y la composición química del acero.

Las diferentes partes del soporte se han de montar con tornillos, tuercas y volanderas. Deben de quedar unidas por los agujeros proporcionados por el fabricante. No se pueden efectuar nuevos agujeros ni modificar los existentes.

7.6.3.2 Sistemas de acumulación

Los acumuladores deben de estar cubiertos de una capa aislante y de la envolvente exterior. La envolvente debe de disponer de un agujero de drenaje de medidas apropiadas, según la capacidad del acumulador.

Cada acumulador debe ser suministrado de fábrica con las tuberías de acoplamiento, debidamente soldadas antes del tratamiento de protección para las siguientes funciones:

- Entrada y salida de fluido caloportador
- Entrada y salida agua sanitaria.
- Registro para inspección del interior.
- Agujero roscado para termómetro y termostato.
- Agujero para vaciado.

Las conexiones del agua han de ser claramente identificables dependiendo de su condición de fría o caliente mediante una señal en su lado gravado de manera indeleble sobre la superficie fija o bien por señalización cromática (azul-fría, roja-caliente).

Para el desmontaje de elementos para el mantenimiento preventivo de los acumuladores no debe ser necesario su desplazamiento y la operación debe poder realizarse con herramientas ordinarias.



Las partes en contacto con el agua sanitaria serán de materiales que no puedan contaminarla. Los acumuladores han de ser capaces de resistir la presión del agua que se produce en el uso normal. Debe disponer de dispositivos de protección contra la sobrepresión si esta supera en 1 bar la presión nominal.

7.6.3.3 Sistema de bombeo

La ejecución de la obra debe incluir las operaciones de conexión a la red de agua y a la red eléctrica, así como las pruebas pertinentes de puesta en servicio y medición de caudales y alturas manométricas.

Cada grupo de bombeo estará constituido por dos bombas de las mismas características conectadas en paralelo para asegurar el funcionamiento continuo en caso de avería o mantenimiento.

La bomba debe de estar conectada a la red que dará servicio de agua, y el motor en la línea de alimentación eléctrica. Estas dos conexiones se realizarán con especial cuidado en las posibles pérdidas de fluido que puedan producir cortocircuitos y contactos indirectos.

Las reducciones de diámetro se han de realizar con piezas cónicas, con una conicidad menor o igual a 30° y las reducciones horizontales se deben realizar excéntricas y deben quedar rasadas por la generatriz superior para evitar la formación de bolsas de aire.

El eje impulsor debe quedar en posición horizontal. El eje bomba-tubería no debe tener limitaciones en su posición, ésta debe ser la indicada en la documentación técnica o en su defecto en la documentación del fabricante.

Se debe comprobar si la tensión del motor corresponde a la disponible y si gira en el sentido conveniente.

Si la conexión de la bomba es:

- Conexión por brida: La estanqueidad las uniones se han de realizar mediante las juntas adecuadas.
- Conexión por rosca: El roscado se ha de realizar sin forzarlo ni dañar la rosca.

7.6.3.4 Elementos de seguridad y valvulería

Aunque no todas las válvulas tienen una función de seguridad se incluirán en este apartado a parte del vaso de expansión y en general otros sistemas que dotan al sistema térmico de seguridad en su instalación y explotación.

Todos los elementos de protección y valvulería deben poder trabajar en las condiciones extremas del proyecto, temperaturas desde 0°C hasta 180°, presiones máximas de hasta 6 bares, corrosión y oxidación.

Los materiales empleados en su fabricación deben ser adecuados para estar en contacto con agua potable, no experimentando ninguna alteración al trabajar en las condiciones de servicio.

Las partes de las válvulas que se hayan de manipular han de ser accesibles. La distancia entre la válvula y los elementos que la envuelven ha de ser suficiente para permitir el desmontaje y mantenimiento.



Se revisaran exhaustivamente todos los elementos de seguridad tanto válvulas como purgadores como los sistemas eléctricos y electrónicos de control. Su revisión se llevara a cabo tanto anterior al montaje como en el propio montaje. También deberá realizarse la revisión y comprobación de funcionamiento en estado de trabajo.

Todos los elementos de seguridad obedecerán lo establecido en las normas competentes del tipo de instalación, como pueden ser las normas UNE o las normas reflejadas en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE).

Todos los materiales que intervienen en la instalación han de ser compatibles entre ellos, por este motivo, el montaje y las conexiones de los equipos han de estar realizados con los materiales y accesorios suministrados por el fabricante o expresamente aprobados por éste.

El vaso o depósito de expansión debe contrarrestar las variaciones de volumen y presión que se produce en el circuito cerrado, deberá ser capaz de absorber el volumen de toda la instalación más un 10% de la presión total como mínimo. Por último, este componente debe de estar sujeto a la norma de aparatos a presión.

Las pruebas sobre todos estos sistemas deben ser realizadas por personal especializado.

7.6.4 Condiciones de ejecución de las obras

7.6.4.1 Responsabilidades de la ejecución

El contratista es el único responsable de la ejecución de las obras que haya contratado. No tendrá derecho a indemnización alguna por el mayor precio a que pudieran costarle los materiales ni por las erradas maniobras que cometiese durante la construcción, siendo todas ellas de su cuenta y riesgo e independiente de la inspección del director de la obra.

Será asimismo responsable ante los tribunales de los accidentes que por su inexperiencia o descuido ocurran en la construcción de la instalación, en cuyo caso, si no fuese persona competente en los trabajos, tendrá obligación de hacerse representar por otra que tenga para ello los debidos conocimientos.

7.6.4.2 Replanteo de la obra

Antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en el tejado, distribución de los módulos etc., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

7.6.4.3 Interpretación y desarrollo del proyecto.

El contratista está obligado a consultar con el proyectista o un técnico cualificado, cualquier duda, aclaración o contradicción que surja durante la ejecución de la obra por causa del Proyecto, o circunstancias ajenas, siempre con la suficiente antelación en función de la importancia del asunto.

7.6.4.4 Protección del Medio Ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.



Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etc.). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

7.6.5 Recepción y pruebas

El contratista entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en Castellano.

Las pruebas a realizar por el contratista, serán, como mínimo, las siguientes:

- Comprobación de la estanqueidad de los aparatos, tuberías, válvulas intercambiador y demás sistemas que puedan ser susceptibles a pérdidas.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los grupos hidráulicos y puesta en marcha de las bombas que los componen independientemente.
- Medición de las pérdidas de carga reales producidas en los distintos circuitos.
- Comprobación del correcto conexionado del intercambiador de calor.
- Revisión de la adecuada posición de las válvulas (abierto o cerrado), así como la correcta posición y funcionamiento de los purgadores.
- Comprobación de la efectividad de los aislamientos, esta tarea se realizará cuando se alcance una temperatura significativa en el circuito.
- Toma de datos y revisión de la correcta instalación y funcionamiento del sistema de control, el ensayo incluirá la comprobación de todos los sensores, verificación de las órdenes de mando y simulación de los acontecimientos adversos en los cuales el sistema debe actuar.
- Vigilancia del sistema puesto en marcha durante tres días consecutivos, control de todos los sistemas de medición y verificación de la normalidad de los datos leídos

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el contratista será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.



7.6.6 Mantenimiento

7.6.6.1 *Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento*

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual e incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes. Además de la colocación de las coberturas necesarias durante los periodos de escasa demanda.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión de tuberías, válvulas, purgadores, bombas, etc.
- Comprobación del estado de los captadores: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Comprobación del estado de llenado de la instalación y rellenado en caso de necesidad.
- Verificación de los elementos de seguridad.

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

7.6.6.2 *Mantenimiento a realizar por el propietario*

Sin menoscabo de lo que indique el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- *Supervisión general:* Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los datos recogidos, con lo que se comprueba que el circuito primario aporta energía al sistema, elevando la temperatura del acumulador.
- *Verificación de las medidas:* La verificación periódica de las cifras de producción generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en la unidad de control y medida.

7.6.7 Garantías

El plazo de garantía será como mínimo de un año, contado desde la fecha de la recepción provisional, o bien el que se establezca en el contrato también contado desde la misma fecha. Durante este período queda a cargo del Contratista la conservación de las obras y arreglo de los desperfectos causados por asiento de las mismas o por mala construcción.

7.6.7.1 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el contratista, excepto en las caso de incumplimiento por parte del contratista.

8 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero se pueden clasificar según se trate de emisiones directas o emisiones indirectas:

- Las emisiones directas son fácilmente cuantificables, ya que están ligadas al consumo directo de energía, en cualquiera de sus formas. Por ejemplo, la energía eléctrica consumida por un aparato o el combustible consumido por una caldera.
- Las emisiones indirectas son más difíciles de cuantificar, no van directamente ligadas a un consumo energético, sino al consumo de bienes o servicios y la energía invertida en su fabricación y/o su tratamiento al final de la vida útil.

Debido a la dificultad de conocer las emisiones producidas para cada uno de los componentes de las distintas instalaciones solo vamos a estimar el ahorro en emisiones directas.

Quedando recogido en la siguiente tabla:

Instalación	Energía ahorrada	Emisiones por kWh	Emisiones ahorradas
Fotovoltaica	1327893,00	0,649	861802,56
ACS	661103,18	0,287	189736,61
Calefacción	407316,18	0,287	116899,74

Dónde:

- La primera columna identifica la instalación
- La segunda columna recoge la energía ahorrada a lo largo de los 25 años de vida útil, en kWh.
- La tercera columna recoge los kg de CO₂ por kWh de energía final consumida/ahorrada, según los valores utilizados por el programa CALENER.
- La última columna recoge los kg CO₂ ahorrados a lo largo de la vida útil de cada instalación

9 Conclusiones

9.1 Conclusiones sobre la instalación fotovoltaica.

Durante años, el elevado precio de venta de la electricidad producida por este tipo de instalaciones provocó un crecimiento exponencial del sector fotovoltaico, a pesar de ser una tecnología en proceso de maduración. Las instalaciones consideradas de “autoconsumo”, vertían toda su producción a la red, ya que se remuneraba a un precio mayor que la energía consumida y por tanto se obtenía un mayor beneficio.

Actualmente, con las primas eliminadas y la nueva legislación se ha reducido drásticamente la rentabilidad de estas instalaciones. La venta de energía a la red se realiza en el mercado diario compitiendo con las instalaciones tradicionales, el precio obtenido en este mercado es muy inferior al precio de suministro, convirtiendo el autoconsumo en la mejor opción para rentabilizar la instalación. A pesar de ser la mejor opción, la rentabilidad depende del precio de la energía sustituida por la generación solar. En concreto para la instalación estudiada, que tarifica en media tensión, el ahorro máximo producido no es suficiente para considerar económicamente rentable la instalación.

Con la normativa actual, el exceso de energía producida debe ser vendido a la red, ya que en instalaciones conectadas a red tampoco se permite la acumulación para momentos de menor producción, lo que reduce significativamente la rentabilidad. Las principales empresas del sector esperan el Real Decreto que regule el denominado “balance neto” que permitiría compensar el exceso de demanda en los periodos de baja producción, con el exceso de generación en los periodos de alta. Sin embargo, la dirección de las nuevas normativas no parece dirigirse hacia ese fin, sino todo lo contrario generando desconfianza en los posibles inversores.

En esta situación para realizar una instalación fotovoltaica se debe realizar previamente un estudio detallado de los consumos, que nos permita conocer que demanda tenemos en cada instante. Con el fin de dimensionar la instalación sin vertido a red.

9.2 Conclusiones a las Instalaciones térmicas.

Se ha diseñado la instalación ACS con el fin de cubrir la demanda mínima exigida por la normativa, quedando la rentabilidad económica puesta en duda. Esta rentabilidad depende principalmente de los costes de instalación y el coste de la energía sustituida. Cuanto más eficiente es la instalación tradicional o más barato su combustible menor la rentabilidad.

En edificaciones de nueva construcción se reducen los costes ya que se puede prever el lugar de la instalación ahorrando en tuberías y aislamientos. En remodelación de edificios es posible que sea conveniente utilizar otras tecnologías como la microcogeneración o el uso de biocombustibles.

Se debe estudiar el posible uso real, actualmente no se sabe si los alumnos no utilizan las instalaciones debido a la falta de agua caliente o por otros motivos, como sería la falta de tiempo.

De las instalaciones propuestas en este proyecto, la instalación de calefacción es la menos rentable, esto es debido a que sólo se utiliza cinco meses. Se podría mejorar la rentabilidad de la instalación mediante la instalación de una máquina de absorción que aproveche la energía generada durante el resto de los meses para la producción de frío. Estimamos que con los paneles instalados, suponiendo los meses de julio y agosto sin demanda, dispondríamos de 28675,42 kWh.



Si tenemos en cuenta, la ventaja que nos otorga facturar en media tensión sería interesante estudiar la implantación de bombas de calor aerotérmicas para la calefacción. Suponiendo un rendimiento de 94,1 % en la caldera, cada kilovatio útil nos cuesta, como mínimo, 8,65 c€. La instalación de una bomba de calor aerotérmica con un COP de 3,5; suponiendo un rendimiento global de la instalación de un 95%, un kilovatio útil nos cuesta entre 2,14c€ (valle) y 3,12c€ (punta), tomando el precio de la mejor oferta eléctrica. Lo que supone un ahorro de entre 5.53 y 6.51 c€ kWh. Si tomamos la energía consumida actualmente, por la instalación de calefacción, 24570,02 kWh supone un ahorro entre 1358,72 y 1599,51 € anuales.

9.3 Conclusiones generales

Las instalaciones realizadas hace unos años eran muy rentables debido a las numerosas subvenciones y ayudas. En la actualidad, estas ayudas han disminuido y con ellas la rentabilidad de las instalaciones. Las ayudas no son uniformes en todo el territorio español, además muchas de las convocatorias son confusas y no establecen un valor concreto de subvención.

La mejor energía es la que no se consume, por ello la base de este proyecto debería haber sido una auditoría energética con el fin de conocer cuando y como se utilizan las instalaciones, donde existen pérdidas energéticas y cuáles son las reformas más urgentes. En ocasiones una simple redistribución del uso de las instalaciones puede suponer un gran ahorro.

La gran variedad de proveedores y fabricantes hace necesaria la creación de una base de datos con los distintos elementos de la instalación que nos permita comparar sus características y su precio. Una de las mayores complicaciones de este proyecto ha sido encontrar los precios de los distintos componentes, ya que muchos de los proveedores/fabricantes realizan también el proyecto y la ejecución, y otros sólo realizan proyectos llave en mano siendo reacios a ofrecer precios a empresas externas.

A pesar de la escasa rentabilidad de las instalaciones se podría plantear realizar su instalación de todos modos ya que, siempre que se cubran los gastos, este tipo de instalaciones ofrecen otros beneficios no monetarios como son: la independencia energética, la disminución de las emisiones de CO₂ y la mejora de la imagen social.

10 Bibliografía

1. Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios.
2. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
3. Documento Básico HE, del Código Técnico de la Edificación.
4. La guía ASIT de la energía solar térmica.
5. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, IDAE, enero 2009.
6. Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red, IDAE, julio 2011.
7. Atlas de Radiación Solar y Temperatura Ambiente en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, ARGEN, 2007.
8. Guía Técnica 12: Condiciones climáticas exteriores de proyecto.
9. Anexo A, Norma UNE 149201:2008, Pérdida de Carga Unitaria en Accesorios.
10. Factores de Emisión de CO₂ y Coeficientes de Paso a Energía Primaria v. 03/02/2014. IDAE



11. Fernández Salgado, J. M. *Guía Completa de la Energía Solar Fotovoltaica y Termoeléctrica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE)*. Ed: A. Madrid Vicente, 2008. ISBN-13:978-84-96709-12-6.
12. Informe de precios energéticos: Combustibles y Carburantes. IDAE 20 mayo del 2014.
13. Base de datos Eurostat. www.epp.eurostat.ec.europa.eu.
14. Apuntes de clase de Ampliación de Técnicas Energéticas I, UPV.
15. Comisión Nacional de Energía de Energía. www.cne.es.